

MESTRADO
ECONOMIA E GESTÃO DO AMBIENTE

Avaliação da viabilidade económico-financeira de uma produção a partir de fontes de energias renováveis em mercado

Francisco Teixeira Ribeiro

M

2018





FEP FACULDADE DE ECONOMIA
UNIVERSIDADE DO PORTO

AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÓMICO-FINANCEIRA DE
UMA PRODUÇÃO A PARTIR DE FONTES DE ENERGIAS
RENOVÁVEIS EM MERCADO

Francisco Teixeira Ribeiro

Dissertação

Mestrado em Economia e Gestão do Ambiente

Orientado por

Professora Doutora Maria Isabel Rebelo Teixeira Soares

Doutor Engenheiro Tiago Branco Andrade

2018

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer aos meus orientadores, neste caso à Prof. Doutora Isabel Soares, pela sua disponibilidade e disposição em ajudar a encontrar o co-orientador ideal para o tema que queria desenvolver e ao Doutor Eng. Tiago Andrade por todo o auxílio que me prestou, pela sua disponibilidade e pelo apoio que me deu durante a realização deste trabalho, e também ajudar a desenvolver um tema sobre o qual já tinha demonstrado bastante interesse.

Gostaria também de estender os meus agradecimentos a todos os docentes com quem tive oportunidade de ter aulas durante o mestrado, pois facilitaram bastante a minha transição da biologia para a área da economia e gestão e deram-me a conhecer bastantes conceitos que se tornaram fulcrais para a realização desta dissertação.

Por fim, agradeço também à diretora do MEGA, Prof. Doutora Cristina Chaves por me permitir e auxiliar na realização de um semestre de intercâmbio, que se tornou numa experiência enriquecedora e me trouxe bastantes novos conhecimentos na área da economia e gestão.

Resumo

Na sequência das alterações climáticas e da necessidade de redução das emissões de CO₂, tem-se verificado um aumento do investimento em novas fontes de produção de energia com base em fontes renováveis. A implementação destas novas tecnologias tem sido realizada com base em apoios governamentais, nomeadamente com a definição de tarifas feed-in, permitindo que o investimento realizado seja recuperado de acordo com os pressupostos assumidos na altura do investimento.

Assim, com este trabalho pretende-se perceber se estes novos investimentos em fontes renováveis são económica e financeiramente viáveis num mercado de energia aberto, concorrendo de forma direta com as fontes de energia convencionais. As fontes a ser estudadas serão a energia eólica e a energia solar.

O estudo foi realizado através de uma inicial recolha de dados dos últimos anos, relativos aos preços da eletricidade, produção e potência instalada de energia eólica e solar em Portugal, possibilitando assim a criação de diferentes cenários que, dessa forma, permitirão a análise de diversos projetos de investimento, com capacidades de produção diferentes, com a premissa de que a remuneração do investimento será realizada unicamente através do preço de energia em mercado spot, sem os apoios governamentais.

Partindo destes pressupostos, os diferentes cenários serão avaliados de acordo com métodos de avaliação de projetos de investimento, tentando assim entender se será, ou não, viável a realização deste tipo de investimentos sem qualquer tipo de apoio por parte do governo ou outras entidades públicas.

Palavras chave: *mercado de eletricidade, renováveis, eólica, solar, tarifas feed-in, viabilidade económico-financeira.*

Abstract

In the wake of climate change and the need for the reduction of CO₂ emissions there has been an increase in the investment in new sources of energy production based, namely renewable ones. The implementation of these new technologies has been supported by governments, that is with the use of feed-in tariffs, for example, so that the initial investment is in some way recovered according to the assumptions made by the time of that investment.

So, with this dissertation, the aim is to try to figure if these investments in renewable energy sources are economically and financially viable in an open energy market with direct competition with conventional energy sources. In this case, the renewable energy sources that will be subject to study will be solar energy and wind energy.

This study started by an initial data collection of electricity prices, wind and solar energy capacity and production in recent years in Portugal, allowing the creation of different scenarios that will allow for the analysis of different investment projects in renewable energy sources with different production capacities, with the premise that the comeback to the investment will be only through the price of energy in the spot market without any kind of governmental support or funding.

From these assumptions, the different scenarios that were created will be evaluated according to evaluation methods of investment projects that will provide feedback on whether or not it is viable to do these kinds of investments without financial or economic support from public authorities.

Key words: *electricity market, renewables, wind energy, solar energy, feed-in tariffs, economic and financial viability.*

Índice

1. Enquadramento teórico	1
1.1. Introdução	1
1.2. <i>Research question</i>	6
2. Energias renováveis	7
2.1. Fontes a estudar	7
2.1.1. Energia solar	7
2.1.2. Energia eólica	10
2.2. Integração das energias renováveis no mercado	12
2.2.1. Mercado da energia solar	15
2.2.2. Mercado da energia eólica	17
2.2.3. Tipos de incentivos	18
3. Análise de Projetos de Investimento	21
3.1. Investimento	21
3.2. Projeto e rentabilidade	22
3.3. <i>Cash flow</i>	23
3.4. Métodos de avaliação	24
3.4.1. Valor Atualizado Líquido (VAL)	24
3.4.2. Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)	24
3.4.3. Período de recuperação (<i>Payback period</i>)	25
3.4.4. Índice de rentabilidade	26
3.5. Estudos económico-financeiros	27
3.6. Análise de cenários	28
4. Metodologia	29
4.1. Recolha de dados	29
4.1.1. Preços do mercado de energia	29
4.1.2. Produção diária de energia	30
4.1.3. Produção unitária de energia	31
4.1.4. Custos de implementação	32
4.1.4.1. Solar	32
4.1.4.2. Eólica	34
4.1.5. <i>Cash flow</i> de exploração	36

4.1.6. Taxa de atualização	36
4.2. Tratamento de dados	37
5. Resultados	38
5.1. Centrais solares fotovoltaicas	40
5.2. Centrais eólicas	51
6. Conclusões	62
7. Bibliografia	67
8. Anexos	71

Índice de abreviaturas

BOS: *Balance of system*

CDM: *Clean Development Mechanism*

CFE: *Cash flow* de exploração

CFI: *Cash flow* de investimento

CFG: *Cash flow* global

CSP: *Concentrated Solar Power*

FA: fator de atualização

FIP: *Feed-in premiums*

FTT: Tarifas *feed-in*

GEE: Gases com efeito de estufa

GW: Gigawatts

IR: Índice de rentabilidade

IVA: Imposto sobre o valor acrescentado

MW: Megawatts

O&M: Operação e manutenção

OPEP: Organização dos países exportadores de petróleo

PRC: Período de recuperação do capital investido (*Payback period*)

REN: Redes Energéticas Nacionais

RPS: *Renewable energy portfolio standards*

TA: taxa de atualização

TIR: Taxa interna de rentabilidade

VAL: Valor atualizado líquido

VAWT: *Vertical axis wind turbine*

Índice de figuras

Figura 1. Contribuição para a redução das emissões de CO ₂ pelos vários setores da indústria energética.	2
Figura 2. Estimativa do potencial técnico de diferentes fontes renováveis.	2
Figura 3. Quotas das diferentes fontes energéticas na oferta primária de energia a nível mundial.	3
Figura 4. Taxa de dependência energética em Portugal.	4
Figura 5. Evolução do consumo de energia primária em Portugal no período de 2012-2016.	4
Figura 6. Potência instalada das centrais de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis (em MW e %) no ano de 2016.	5
Figura 7. Exemplo de turbinas de eixo horizontal e de eixo vertical.	11
Figura 8. Crescimento médio anual da oferta de energia renovável a nível mundial.	12
Figura 9. Quota de cada fonte energética no total de produção de eletricidade.	13
Figura 10. Evolução da potência instalada nos centros eletroprodutores de Portugal continental.	14
Figura 11. Repartição da produção de eletricidade em Portugal em 2016 e 2017.	14
Figura 12. Balanço da Produção de Eletricidade de Portugal Continental (janeiro a abril de 2018).	15
Figura 13. Evolução da capacidade fotovoltaica instalada a nível global.	16
Figura 14. Quota, por país, da capacidade fotovoltaica instalada em 2010.	17
Figura 15. Custo global da instalação de uma central solar fotovoltaica ao nível do solo, na Alemanha.	33
Figura 16. Índice de preços das turbinas desde 2008 ao primeiro semestre de 2018, em milhões de dólares por MW.	34

Figura 17. Estimativa da distribuição dos custos de construção de uma central de produção de energia eólica na Europa.	35
Figura 18. Evolução da produção anual, em GW, das fontes de energia eólica e fotovoltaica em Portugal.	38
Figura 19. Produção de energia a partir de centrais solares fotovoltaicas, em MW, no dia 2 de janeiro de 2017.	39
Figura 20. Produção de energia a partir de centrais eólicas, em MW, no dia 2 de janeiro de 2017, em Portugal.	39
Figura 21. Preço da eletricidade (em €/MWh) em Portugal no ano de 2017.	40

Índice de tabelas

Tabela 1. Potencial técnico anual da energia solar e respetiva procura, em Mtoe (milhões de toneladas).	9
Tabela 2. Preços (em €/MWh) do mercado de eletricidade em Portugal a cada hora do dia 1 de janeiro de 2017.	30
Tabela 3. Produção de energia eólica e solar (em MW) em Portugal a cada hora do dia 1 de janeiro de 2017.	31
Tabela 4. Conversão para MW do custo de instalação do BOS de uma central solar.	33
Tabela 5. Conversão para MW do custo de O&M de uma central solar.	33
Tabela 6. Cálculo do custo de instalação de uma central eólica de 1 MW.	35
Tabela 7. Cálculo do <i>cash flow</i> de exploração com base nos dados de 1 de janeiro de 2017.	36
Tabela 8. Custo de instalação, em €, de uma central solar fotovoltaica de 3, 5 e 10 MW.	41
Tabela 9. Custo de O&M, em €, de uma central solar fotovoltaica de 3, 5 e 10 MW.	41
Tabela 10. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 3 MW com CFE a 100%.	42
Tabela 11. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 3 MW com CFE a 50%.	43
Tabela 12. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 3 MW com CFE a 30%.	44
Tabela 13. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 5 MW com CFE a 100%.	45
Tabela 14. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 5 MW com CFE a 50%.	46
Tabela 15. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 5 MW com CFE a 30%.	47

Tabela 16. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 10 MW com CFE a 100%.	48
Tabela 17. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 10 MW com CFE a 50%.	49
Tabela 18. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 10 MW com CFE a 30%.	50
Tabela 19. Conversão do índice do preço das turbinas de dólares para euros.	51
Tabela 20. Custo/preço das turbinas nas centrais eólicas de 3, 5 e 10 MW.	51
Tabela 21. Custo de instalação de uma central eólica de 3, 5 e 10 MW.	51
Tabela 22. Custos de O&M das centrais eólicas de 3, 5 e 10 MW.	52
Tabela 23. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 3 MW com CFE a 100%.	53
Tabela 24. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 3 MW com CFE a 50%.	54
Tabela 25. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 3 MW com CFE a 30%.	55
Tabela 26. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 5 MW com CFE a 100%.	56
Tabela 27. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 5 MW com CFE a 50%.	57
Tabela 28. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 5 MW com CFE a 30%.	58
Tabela 29. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 10 MW com CFE a 100%.	59
Tabela 30. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 10 MW com CFE a 50%.	60

Tabela 31. <i>Cash flow</i> e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 10 MW com CFE a 30%.	61
Tabela 32. VAL, TIR, IR e respetiva aceitação (ou não) dos cenários analisados.	64

1. Introdução

1.1. Enquadramento teórico

Atualmente, com o contínuo crescimento da população a nível mundial, as atividades económicas, como consequência, têm tido a necessidade de se expandir. No entanto, essa expansão, para poder ser sustentável, tem de ser feita de modo a não comprometer os recursos necessários para a sobrevivência das gerações futuras (Brundtland Report, 1987).

As alterações climáticas têm sido alvo de bastante debate político e económico no século XXI, com cada vez mais entidades científicas a associar desastres naturais e o aquecimento global à atividade do Homem, cujas atividades são consideradas responsáveis pelo aumento da concentração de gases com efeito de estufa (GEE) na atmosfera (NASA, 2018). Ora, a queima de combustíveis fósseis é uma dessas atividades, e daí advém a importância da implementação de novas fontes de energia que possam eventualmente substituir as fontes convencionais, que continuam (e continuarão, caso não sejam substituídas) a aumentar a concentração de CO₂ (um exemplo de um GEE), que prejudica a qualidade de vida atual e futura. Aliás, a produção de eletricidade, segundo Ang *et al.* (2011), é responsável por mais de 33% de todas as emissões de CO₂ relacionadas com o setor energético.

Herbert *et al.* (2007) afirma que a energia é o ingrediente básico para o desenvolvimento socioeconómico de qualquer país, o que vem a confirmar o que já foi dito anteriormente. A importância deste setor estende-se também para a vertente ambiental, visto que Ang *et al.* (2011) defendem que o setor energético é um dos que tem maior potencial para reduzir as emissões de CO₂ se as medidas apropriadas forem tomadas, como é o caso da adoção de fontes renováveis e o aumento da eficiência da produção de eletricidade. Na figura 1 é possível verificar a contribuição para a redução das emissões de CO₂ de diversos setores da indústria energética.

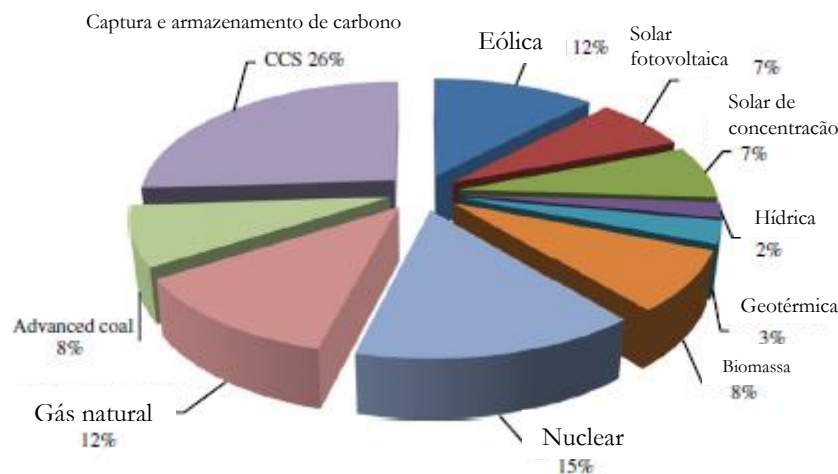


Figura 1. Contribuição para a redução das emissões de CO₂ pelos vários setores da indústria energética. Fonte: (Islam *et al.*, 2013).

Neste trabalho, o foco estará em duas fontes de energia renovável: a energia solar e a energia eólica que, de acordo com a figura 1 podem contribuir para a redução das emissões de CO₂ em 26% e também, segundo se pode verificar na figura 2, são as duas renováveis que maior potencial técnico apresentam, em comparação com as outras e de acordo com as opções atuais de eficiência de conversão.

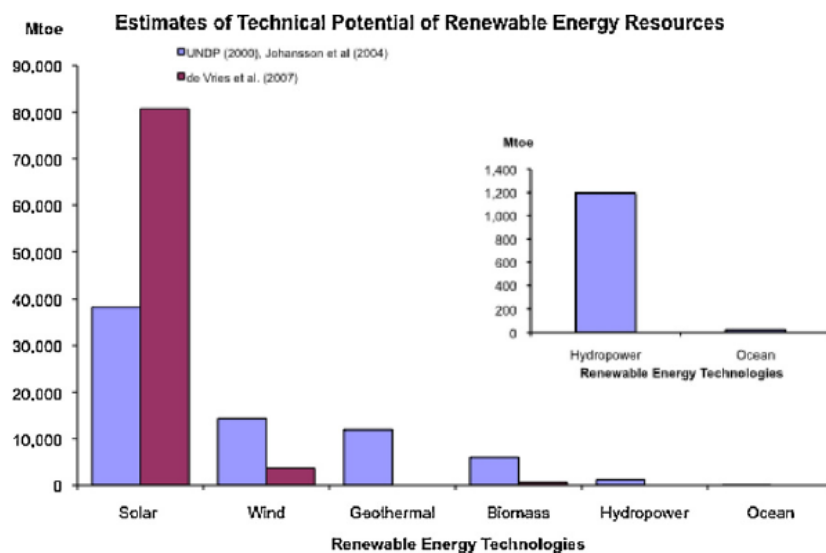


Figura 2. Estimativa do potencial técnico de diferentes fontes renováveis. Fonte: Tmisilina *et al.* (2012), com dados de: UNDP (2000), Johansson *et al.* (2004) e de Vries *et al.* (2007).

A nível mundial, as energias renováveis, tal como se pode verificar na figura 3, representam cerca de 13,4% do total da oferta primária de energia (dados de 2015), sendo que há bastante margem para crescimento, nomeadamente devido às ainda elevadas percentagens de petróleo (31,8%) e carvão (28,1%) utilizadas. Dentro das energias renováveis, a energia solar e a eólica, juntamente também com a geotermal e a energia das marés, representam apenas 1,5% do total de 13,4%.

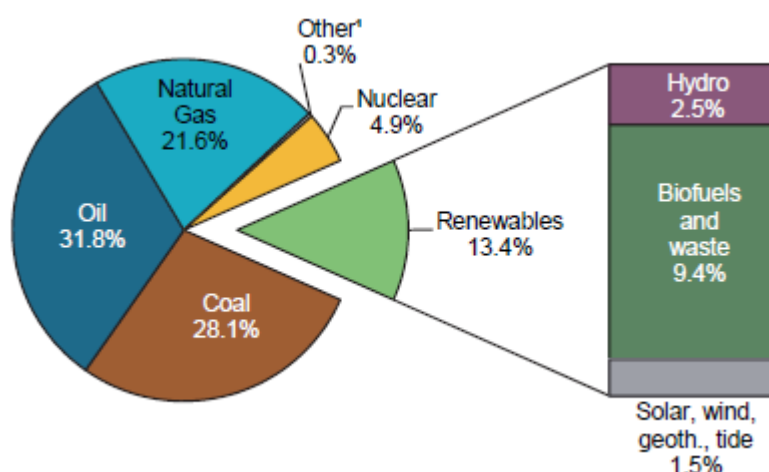


Figura 3. Quotas das diferentes fontes energéticas na oferta primária de energia a nível mundial. Fonte: IEA, 2017b.

Contrariamente ao que se pretende demonstrar neste trabalho, Timsina *et al.* (2012), relataram que, apesar do elevado decréscimo dos custos de capital e um aumento dos preços dos combustíveis fósseis, as tecnologias para produção de energia solar, por exemplo, ainda não são competitivas com os métodos convencionais para a produção de eletricidade, mesmo se as externalidades ambientais associadas aos combustíveis fósseis forem tidas em conta.

Da mesma forma, noutros estudos, realizados no Brasil, Macedo *et al.* (2017) e Dutra & Tolmasquim (2000) também já tinha sido concluído que, relativamente à energia eólica, o desenvolvimento sustentável e a longo prazo dessa energia no Brasil depende do apoio do governo para ser possível, mesmo tendo em conta o facto de o Brasil ter regiões com enorme potencial para produção de energia a partir do vento.

Ora, relativamente ao caso de Portugal, como se pode ver na figura 4, a dependência energética é relativamente elevada, andando, nos últimos 6 anos, sempre acima dos 72%, um

valor que se encontra acima das médias da União Europeia, que em 2016, registou uma percentagem de dependência energética de 53,6% (Eurostat, 2018).

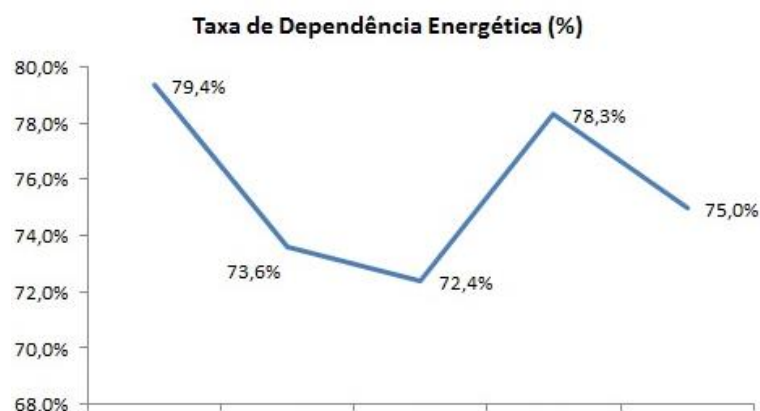


Figura 4. Taxa de dependência energética em Portugal.
Fonte: (DGEG, 2018a).

A nível nacional, o consumo de energia primária continua a ser dominado pelo petróleo e derivados, mas as energias renováveis têm ganho maior preponderância, sendo a partir de 2014, de forma regular, a segunda maior fonte do consumo de energia primária em Portugal (figura 5).

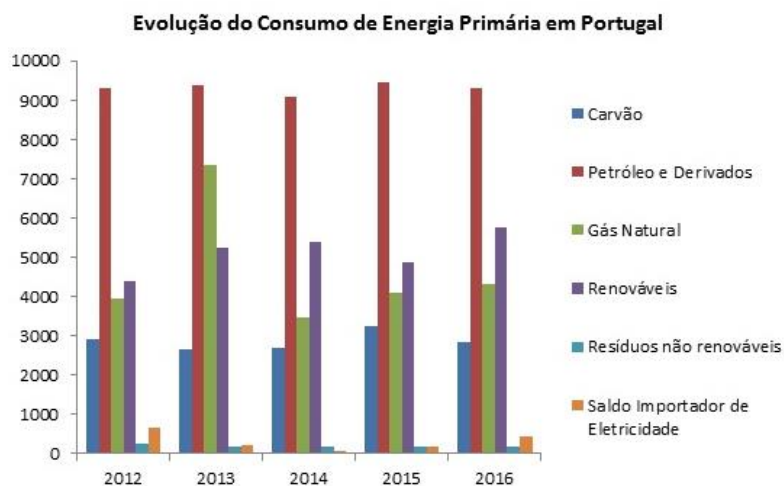


Figura 5. Evolução do consumo de energia primária em Portugal no período de 2012-2016. Fonte: (DGEG, 2018a).

Segundo a mesma fonte (DGEG, 2018a), em termos relativos, o petróleo mantém um papel essencial na estrutura de abastecimento, representando 42,8% do consumo total de energia primária em 2016, contra 42,8% em 2015. Já o gás natural contribuiu, no último decénio, para diminuir o consumo de petróleo, diversificar a estrutura da oferta de energia e

reduzir a dependência exterior em relação ao petróleo pois, em 2016, representou 19,8% do total do consumo em energia primária, sendo superior ao valor registado em 2015 (18,6%). Quanto às energias renováveis, em 2016 o seu contributo no consumo total de energia primária foi de 26,3% contra 23,2% em 2015.

Já relativamente às fontes em estudo, a energia solar (neste caso, a fotovoltaica) e a eólica representam, em conjunto, 43,2% do total das centrais de produção de energia elétrica renovável (3,5% e 39,7%, respetivamente), sendo a maior fatia respetiva à energia produzida através de fontes hídricas, tal como está apresentado na figura 6.

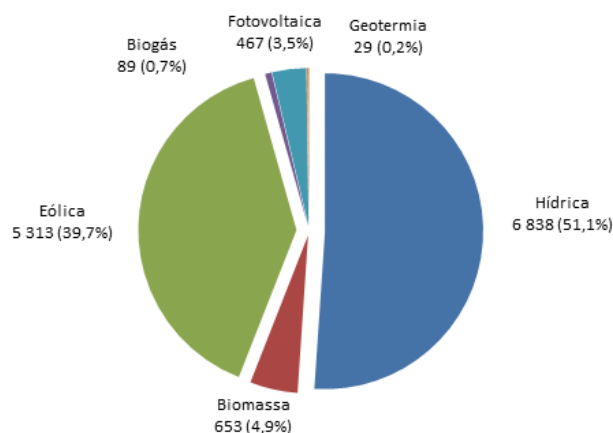


Figura 6. Potência instalada das centrais de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis (em MW e %) no ano de 2016. Fonte: (DGEG, 2018a).

A energia eólica foi das que registou uma maior evolução da potência instalada em Portugal, pois no período de 2012 a 2016, aumentou de 4529 MW para 5313 MW, que corresponde a um crescimento de cerca de 17,3% (DGEG, 2018a). Já a energia solar, com uma fatia ainda relativamente pequena, é a que possui uma maior margem de crescimento entre as duas fontes a estudar.

De acordo com estes dados, em Portugal ainda há margem para o crescimento da instalação de novas fontes de energia renovável (especialmente energia solar) e posterior integração no mercado energético nacional. Faltará, claro, saber se a presença no mercado será ou não económica e financeiramente viável, tendo em conta a elevada competição da energia hídrica e da importação de fontes não renováveis como o petróleo e gás natural. Tudo isto, no entanto, partindo do pressuposto de que a descida da taxa de dependência energética dos relativamente elevados níveis atuais será algo que poderá beneficiar de forma positiva não só a segurança energética, como a economia nacional na sua globalidade.

1.2. Research question

Neste trabalho pretende-se elaborar um estudo de viabilidade económico-financeira de um projeto de investimento em fontes de energia renováveis. O estudo será feito de forma separada para cada tipo de energia: eólica e solar fotovoltaica. Ou seja, irão ser analisados projetos de centrais eólicas com 3, 5 e 10 MW de capacidade e projetos de centrais fotovoltaicas com as mesmas capacidades, de forma a ser possível comparar entre todas e entender qual poderá ser mais viável. Adicionalmente, ter-se-á em conta que não haverá quaisquer tipos de apoios por parte de entidades governamentais, sendo que a remuneração do investimento será obtida apenas através do preço de energia em mercado *spot*.

Deste modo, a pergunta à qual se pretende responder com a realização deste trabalho é a seguinte:

Será possível a implementação de centrais de produção de energia a partir de fontes renováveis, como a eólica e a solar, sem ajudas por parte do governo, e de forma a ser viável económica e financeiramente?

Para ser possível a realização desta análise, na metodologia proceder-se-á à obtenção de preços do mercado de eletricidade, assim como o cálculo de eventuais custos e retornos, a partir de dados reais obtidos de anos anteriores de forma a depois poder aferir se há ou não possibilidade de uma produção de energia renovável (solar ou eólica) ser viável económica e financeiramente sem apoios por parte de entidades públicas

2. Energias renováveis

2.1. Fontes a estudar

2.1.1. Energia solar

Inícios e desenvolvimento

O aproveitamento da energia solar não é algo recente, pois desde 1860 e até à 1ª Guerra Mundial uma gama de tecnologias foi primeiramente desenvolvida de modo a criar vapor através da captura do calor proveniente do sol para mover motores e bombas de irrigação, por exemplo (Smith, 1995). Quanto às células fotovoltaicas, estas foram apenas criadas em 1954, nos Estados Unidos, sendo desde então usadas nos satélites para produção de eletricidade desde finais da década de 1950 (Hoogwijk, 2004).

Apesar disso, só nos anos subsequentes à crise do petróleo dos anos 70, é que o interesse no desenvolvimento e comercialização de tecnologias relacionadas com a energia solar aumentou, muito devido a essa mesma crise já referida (Timilsina *et al.*, 2012). Esta crise teve lugar pois, após a 2ª Guerra Mundial, foi formada a OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEC, em inglês) – no ano de 1960, em Bagdade (Bradford, 2006), e o objetivo desta organização era estabilizar os preços do petróleo a nível mundial (Shojai, 1995). No entanto, alguns membros da OPEP, no início dos anos 70, impuseram restrições na oferta, o que causou a crise supracitada, tendo como uma das principais consequências uma disrupção económica nos países ocidentais (Bradford, 2006).

Nos anos subsequentes a esta crise, o interesse no desenvolvimento e comercialização de tecnologias para aproveitamento da energia solar ganhou maior preponderância, gerando uma indústria algo incipiente que rapidamente colapsou devido não só a uma descida acentuada dos preços do petróleo, mas também a uma falta de políticas de apoio sustentadas (Bradford, 2006).

Contudo, após esse período menos positivo, houve uma evolução das tecnologias iniciais, que consistiam em células fotovoltaicas de pequena escala, para centrais térmicas solares e sistemas de células fotovoltaicas em grande escala ligados à rede elétrica. Este desenvolvimento das tecnologias proporcionou, por consequência, uma descida dos custos de implementação de fontes de energia deste tipo ao longo dos anos (Timilsina *et al.*, 2012).

O potencial da energia solar como recurso excede a necessidade energética global, mas mesmo assim, apesar do crescimento exponencial do seu mercado, a contribuição da energia solar para o *mix* global ainda é, de certa forma, algo negligenciável (Kurokawa *et al.*, 2007; Timilsina *et al.*, 2012). Os mesmos autores referem ainda que, para além da desvantagem económica referida anteriormente, as tecnologias associadas à energia solar enfrentam também barreiras tecnológicas, financeiras e institucionais que não permitem instalações em escalas maiores.

Para combater essas barreiras, foram criadas diversas ferramentas políticas como as tarifas *feed in* (que tiveram um papel bastante importante na Alemanha e em Espanha), créditos fiscais (*tax credits*), subvenções em capital (*capital subsidies*) e subsídios (*grants*), que são tipos de incentivo que serão especificados mais à frente, assim como normas do portfólio de energias renováveis (*renewable energy portfolio standards* - RPS) com normas específicas para a energia solar, investimentos públicos e outros incentivos financeiros (Timilsina *et al.*, 2012). Os mesmos autores referem ainda que os projetos CDM (*clean development mechanism*), integrados no protocolo de Quioto, também auxiliaram na implementação de alguns projetos, mas de uma forma não tão significativa, comparando com outras fontes renováveis.

Classificação da energia solar

A energia solar refere-se a fontes de energia que podem ser atribuídas à luz solar ou ao calor que essa luz gera (Smith, 1995). As tecnologias de energia solar podem ser classificadas da seguinte forma:

- Passivas e ativas;
- Termiais e fotovoltaicas;
- Concentradas e não concentradas.

A energia solar passiva é referente a tecnologia que meramente armazena a energia sem a converter em luz, calor ou outras formas, como é o exemplo do uso da luz solar associado à arquitetura dos edifícios (Bradford, 2006; Chiras, 2002). Por outro lado, a energia ativa consiste no aproveitamento da luz solar para conversão e posterior utilização, podendo ser classificada em dois grupos: (i) fotovoltaica e (ii) termal.

A energia solar fotovoltaica converte diretamente a luz solar em eletricidade usando painéis de células semicondutoras. Este mercado é dominado por células fotovoltaicas

cristalinas de silicone (correspondentes a 80% do mercado em 2010). O restante mercado é constituído por tecnologias de filme fino (*thin film*) que usam células com um depósito de uma camada fotovoltaica num substrato de apoio (Timilsina *et al.*, 2012). No mercado existem dois tipos de sistemas fotovoltaicos: os que estão ligados à rede (ou sistemas centralizados) e os que não estão ligados à rede (ou sistemas descentralizados). A tendência recente tem sido para o forte crescimento do desenvolvimento de instalações de sistemas fotovoltaicos centralizados com capacidade superior a 200 kW, funcionando como centrais elétricas (Timilsina *et al.*, 2012). A energia solar termal captura o calor proveniente do sol, que é posteriormente usado ou, então, convertido em energia mecânica (Planète Énergies, 2018).

Quanto à classificação entre concentrada e não concentrada, está relacionada com a instalação das tecnologias, que pode ser feita a um nível industrial ou doméstico/individual, respetivamente (Planète Énergies, 2018).

A energia solar é atualmente a maior fonte de energia renovável, no sentido em que a capacidade de fornecimento é superior à das outras fontes renováveis. A irradiação solar que atinge a superfície terrestre vai desde 0.06 kW/m², a latitudes altas, a 0.25 kW/m², a latitudes baixas. Na tabela 1 pode ver-se a distribuição regional do potencial anual da energia solar, assim como a procura de energia primária e eletricidade associada a cada região (dados de 2007). Os dados dessa mesma tabela demonstram que a oferta de energia solar é bastante superior à procura a ambos os níveis (global e regional) (Timilsina *et al.*, 2012).

Tabela 1. Potencial técnico anual da energia solar e respetiva procura, em Mtoe (milhões de toneladas). Fonte: Timilsina *et al.* (2012).

Region	Minimum technical potential	Maximum technical potential	Primary energy demand (2008)	Electricity demand (2008)
North America	4322	176,951	2731	390
Latin America and Caribbean	2675	80,834	575	74
Western Europe	597	21,826	1822	266
Central & Eastern Europe	96	3678	114	14
Former Soviet Union	4752	206,681	1038	92
Middle East and North Africa	9839	264,113	744	70
Sub-Saharan Africa	8860	227,529	505	27
Pacific Asia	979	23,737	702	76
South Asia	907	31,975	750	61
Centrally Planned Asia	2746	98,744	2213	255
Pacific OECD	1719	54,040	870	140
Total	37,492	1,190,108	12,267	1446

No estudo realizado por Kurokawa *et al.* (2007), foi calculado que a instalação de células fotovoltaicas em 4% do total da área da superfície de desertos produziria eletricidade suficiente para corresponder ao consumo mundial.

2.1.2. Energia eólica

Início e desenvolvimento

As tecnologias de energia eólica tiveram o seu início há milhares de anos atrás, através de formas bastante simples como os moinhos de eixo vertical na fronteira entre Persa-Afegã no ano de 200 a.C. (Fleming & Probert, 1984; Pasqualetti *et al.*, 2004; Musgrove, 2010). No entanto, a evolução (Dodge, 2006) e aperfeiçoamento destes sistemas que são utilizados atualmente teve lugar nos Estados Unidos durante o séc. XIX, com a criação de pequenas máquinas para bombeamento de água.

Quanto à instalação das primeiras tecnologias de maior capacidade, para produção de eletricidade, foram instaladas no estado do Ohio (EUA), em 1888, sendo que apenas no final da 1ª Guerra Mundial chegou à Europa, nomeadamente à Dinamarca (Kaldellis & Zafirakis, 2011). O desenvolvimento subsequente ocorrido nos Estados Unidos foi inspirado pelo *design* das hélices dos aviões (de Carmoy, 1978) e tal como no caso da energia solar, um dos pontos mais importantes na história do desenvolvimento da energia eólica foi o envolvimento do governo norte-americano na investigação e desenvolvimento destas tecnologias após a crise de petróleo de 1973 (Thomas & Robbins, 1980; Gipe, 1991). Essas tecnologias começaram a ser comercializadas no início da década de 1980, e foi desde esse momento que tiveram lugar vários desenvolvimentos dos aerogeradores, apesar de a arquitetura/*design* ter tido muito poucas mudanças.

No entanto, o principal desafio da indústria da energia eólica é a obtenção de uma turbina eficiente para capturar a energia do vento e transformá-la em eletricidade (Kaldellis & Zafirakis, 2011) ao menor custo possível, daí ter-se verificado um aumento do tamanho das turbinas e uma redução do custo de energia, passando a ser uma indústria de produção de energia, com ferramentas e técnicas atualizadas e de acordo com o tamanho e volume das tecnologias utilizadas (Blanco & Rodrigues, 2009; Lehr *et al.*, 2008; Morrison & Sinclair, 2004).

Contudo, o *design* das turbinas não tem em conta o output quando ocorrem ventos fortes, devido à pouca ocorrência dos mesmos. Logo, para evitar danos durante esses períodos, o excesso de energia proveniente do vento não é aproveitado (através da utilização de um mecanismo de *power control*) (Tremeac & Meunier, 2009; Martínez *et al.*, 2010).

Classificação da energia eólica

A energia eólica é produzida com o auxílio de turbinas, que podem ser de dois tipos: eixo horizontal ou eixo vertical (figura 7), e convertem a energia do vento em energia mecânica (Islam *et al.*, 2013). As turbinas de eixo horizontal são comuns, mas as de eixo vertical têm tido cada vez mais valor, especialmente as de lâmina reta (*straight bladed VAWT*) devido às vantagens associadas como o custo baixo, fácil instalação e manutenção, entre outros (Feng *et al.*, 2012; Thresher & Dodge, 1998). Se tivermos em conta a função do trabalho do sistema de conversão da energia eólica, esta pode ser dividida em dois grupos: o que depende de arrastamento aerodinâmico (*drag*) e o que depende de sustentação aerodinâmica (*lift*) (Islam *et al.*, 2013).



Figura 7. Exemplo de turbinas de eixo horizontal (à esquerda) e de eixo vertical (à direita). Fonte: (GLT, 2007; QR, 2018), respetivamente.

Segundo a classificação dos mesmos autores, para além do tipo de turbinas poder ser vertical ou horizontal, estas também podem ser classificadas de acordo com a sua localização: *onshore* ou *offshore*.

As turbinas *onshore* são, como o nome indica, instaladas em terra, e normalmente possuem uma altura de 50 a 100 m e um diâmetro do rotor também de 50 a 100 m (Feng *et al.*, 2012; Thresher & Dodge, 1998). Uma combinação de torres altas e lâminas compridas permite que as turbinas sejam instaladas em áreas com pouco potencial para a produção de energia eólica (Snel, 1998). As turbinas *onshore* normalmente encontram-se agrupadas formando centrais, conhecidas como parques eólicos (em inglês, *wind projects/wind farms*). O tamanho destes parques, por norma, está compreendido entre os 5 e os 300 MW, apesar de existirem centrais maiores e menores (Islam *et al.*, 2013).

Já as turbinas *offshore*, instaladas para além da costa, têm tido um desenvolvimento mais acelerado nos tempos recentes, muito devido ao facto de haver recursos eólicos significativos acima dos oceanos, o que acontece porque o vento passa com maior velocidade e uniformidade em relação a quando passa em terra. Para além disso, a localização *offshore* permite a instalação de centrais maiores, com turbinas maiores (Ackermann & Söder, 2000; Ross & Altman, 2011), o que consequentemente possibilita o estabelecimento de parques eólicos com maior capacidade.

2.2. Integração das energias renováveis no mercado

Devido ao aumento dos incentivos à produção de energia através de fontes renováveis, a oferta das mesmas tem aumentado ano após ano, e essa evolução pode ser verificada na figura 8.

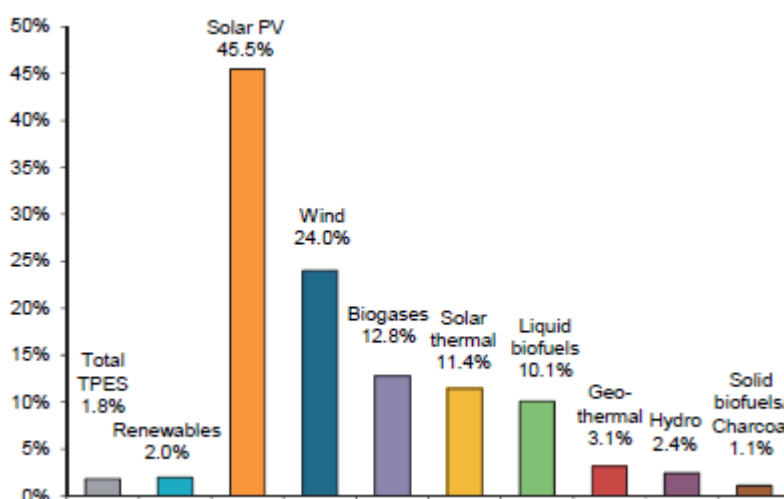


Figura 8. Crescimento médio anual da oferta de energia renovável a nível mundial.

Fonte: IEA, 2017b.

Para além do facto de a energia solar fotovoltaica e a eólica serem as que apresentaram maior crescimento (45,5% e 24,0%, respetivamente) entre 1990 e 2015, é de notar que as renováveis (2,0%) têm um crescimento médio anual maior do que o aumento da oferta anual total de energia primária (TPES, 1,8%), no mesmo intervalo de tempo.

Quanto a previsões futuras, segundo o BP Energy Outlook 2018, espera-se que a quantidade de energia produzida através de fontes renováveis continue a aumentar cada vez

mais, enquanto que as fontes não renováveis irão diminuir a sua contribuição, pelo menos num cenário previsto até ao ano de 2040, tal como a figura 9 representa.

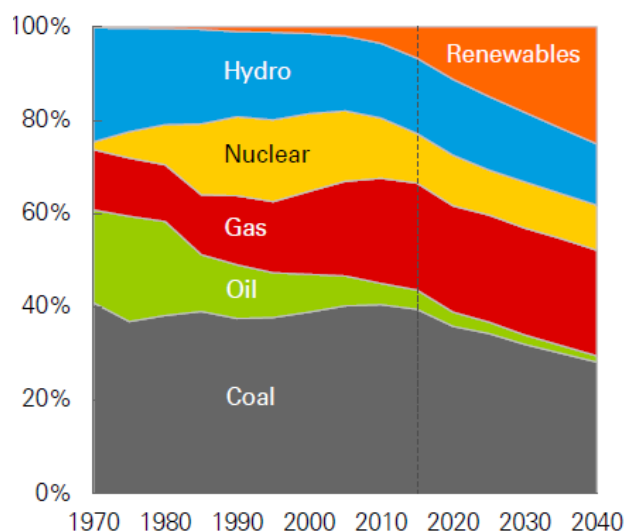


Figura 9. Quota de cada fonte energética no total de produção de eletricidade.
Fonte: BP, 2018.

No caso de Portugal, a figura 10 demonstra que, apesar de a potência instalada ser dominada por fontes fósseis, tem-se registado um grande crescimento nos últimos 15 anos da potência eólica instalada, sendo a terceira com maior capacidade a nível nacional. Já a energia solar apresenta-se com pouca capacidade instalada, o que significa que possui uma maior margem para evoluir e para assumir um papel relativamente mais importante, dentro do possível, no balanço energético português.

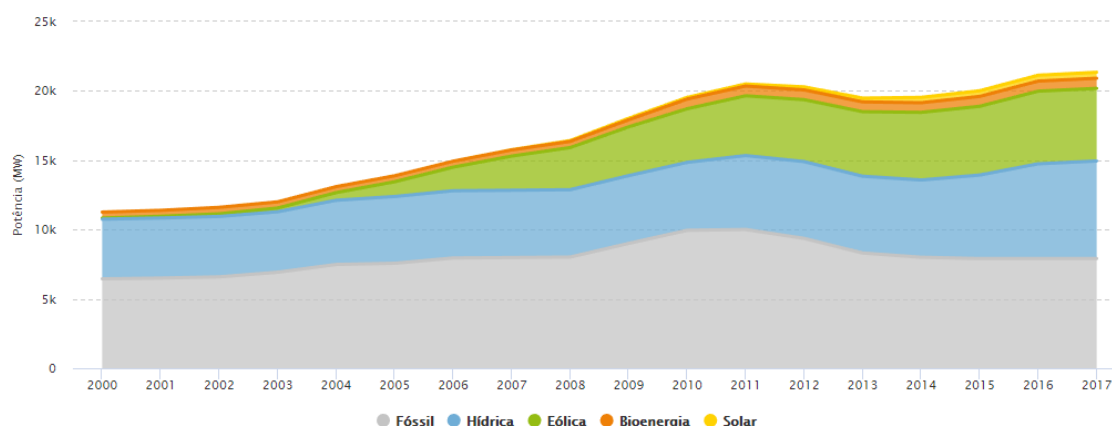


Figura 10. Evolução da potência instalada nos centros eletroprodutores de Portugal continental. Fonte: APREN, 2018a.

A produção de eletricidade em Portugal nos últimos dois anos tem sido repartida de forma diferente pois, como se pode verificar na figura 11, em 2016 houve maior produção de energia pelas energias renováveis (57%), essencialmente através da energia hídrica, mas em 2017 a maior fatia pertenceu aos combustíveis fósseis (59%), sendo a produção dominada pela utilização do gás natural (33%).

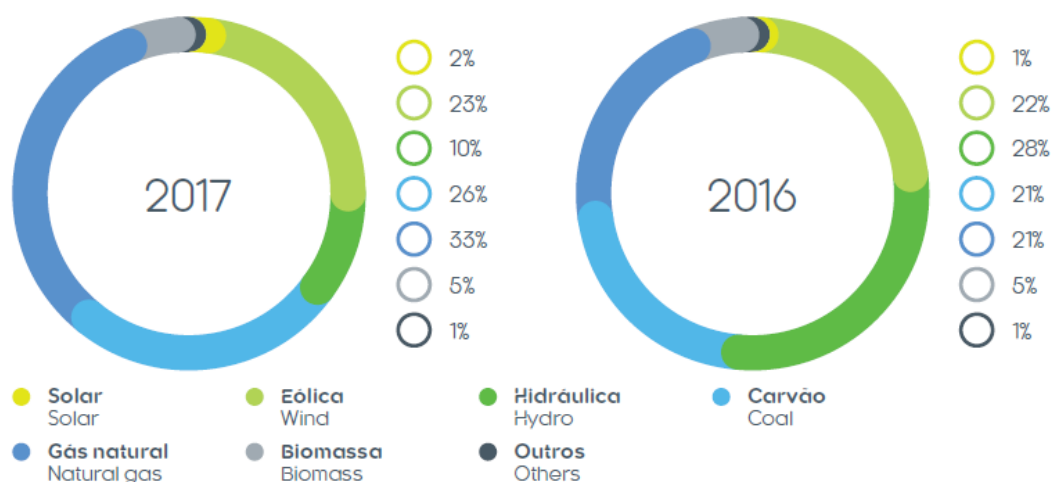


Figura 11. Repartição da produção de eletricidade em Portugal em 2016 e 2017. Fonte: (REN, 2018c).

Relativamente a 2018, nos primeiros quatro meses, como indicado na figura 12, a quota de eletricidade renovável em Portugal Continental no total da produção (que consiste na soma do consumo e do saldo exportador) foi de 66,6 % (13.067 GWh), o que pode indicar a variabilidade do *mix* de produção português de acordo com diversos fatores (como, por exemplo, o clima).

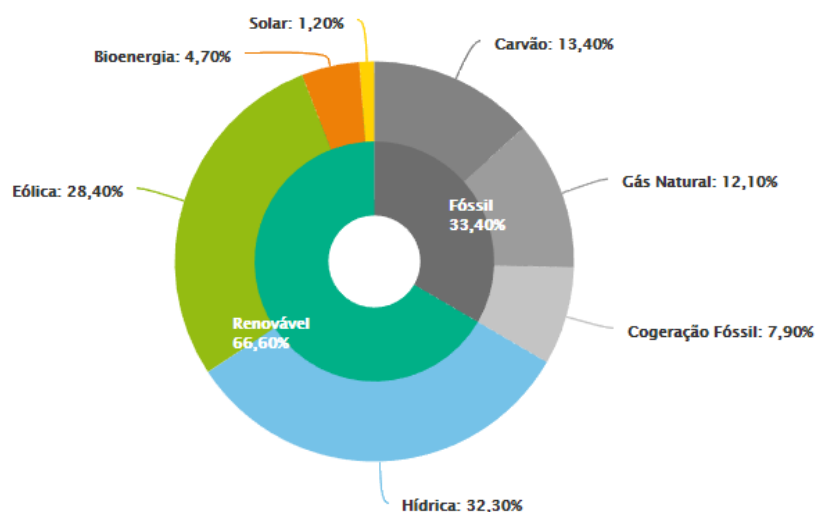


Figura 12. Balanço da Produção de Eletricidade de Portugal Continental (janeiro a abril de 2018). Fonte: APREN, 2018b.

Deste modo, iremos agora explorar de que forma as duas fontes que nos propusemos a estudar, a solar e a eólica, têm sido integradas no mercado, ou seja, identificando custos de implementação e manutenção e os apoios que têm sido utilizados para promover a introdução destes projetos no mercado.

2.2.1. Mercado da energia solar

As energias renováveis, num cômputo geral, representaram quase dois terços da adição de capacidade de produção de eletricidade líquida em 2016, contabilizando cerca de 165 gigawatts (GW) (IEA, 2017a). Esse grande crescimento das energias renováveis verificado em 2016 foi, em grande parte, devido ao *boom* da instalação de energia solar fotovoltaica, essencialmente na China, assim como no resto do mundo, justificado por uma redução de custos e pela implementação de políticas de apoio (IEA, 2017a).

Se se contabilizar apenas a capacidade em termos de energia solar fotovoltaica, esta cresceu em 50%, chegando ao valor de 74 GW, sendo a China responsável por metade desta expansão (IEA, 2017a). A expansão do mercado de energia solar é devida a fatores como o aumento das políticas de auxílio e incentivo, a crescente volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis e às externalidades associadas ao consumo dos combustíveis tradicionais, nomeadamente as emissões de gases com efeito de estufa (GEE) (Timilsina *et al.*, 2012).

Exemplificando, na China, por exemplo, cerca de 26.300 km² de terreno situados na região Norte e Oeste, onde a radiação solar é das maiores em todo o país, pode gerar eletricidade equivalente a 1300 GW, que corresponde a cerca do dobro da capacidade de produção total projetada para o ano de 2020 (Hang *et al.*, 2008). Já nos Estados Unidos, uma área de 23.418 km² no Sudoeste do país pode gerar cerca de 1067 GW (Mills & Morgan, 2008).

Esta tendência para o crescimento exponencial da instalação de fontes de energia renováveis tem-se verificado ao longo dos últimos 20 anos, como se pode ver na figura 13, com a capacidade de produzir energia através do uso de células fotovoltaicas (dentro e fora da rede) a aumentar de 1.4 GW em 2000 para aproximadamente 40 GW em 2010, equivalendo a um crescimento médio anual de cerca de 49% (REN21, 2011).

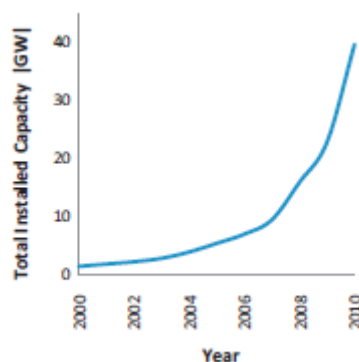


Figura 13. Evolução da capacidade fotovoltaica instalada a nível global.

Fonte: Timilsina *et al.* (2012).

Da mesma forma, a capacidade instalada de CSP duplicou também até atingir os 1095 MW no final de 2010. Por detrás do crescimento das tecnologias da energia solar está um apoio sustentado através de políticas em países como a Alemanha, Itália, Estados Unidos, Japão e China (Timilsina *et al.*, 2012). A distribuição da capacidade fotovoltaica instalada por países e regiões pode ser verificada na figura 14.

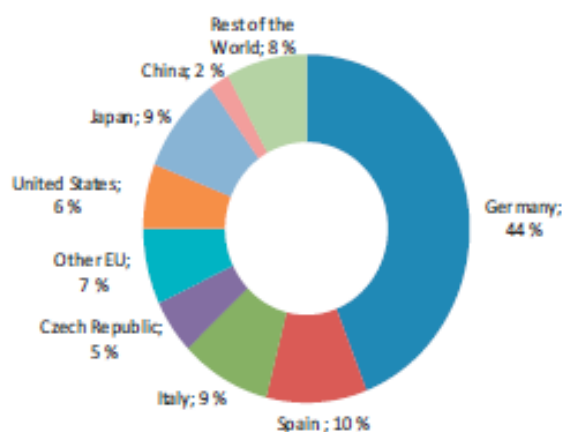


Figura 14. Quota, por país, da capacidade fotovoltaica instalada em 2010.

Fonte: Timilsina *et al.* (2012).

2.2.2. Mercado da energia eólica

Relativamente ao mercado da energia eólica, assim como no mercado da energia solar, foi entre 1973 e 1976 que se registou a sua principal evolução, passando de um mercado a nível doméstico e rural (1-25 kW) para parques eólicos de maiores dimensões (50-600 kW) (Kaldellis & Zafirakis, 2011).

A primeira penetração no mercado de grande escala destes parques teve lugar no estado da Califórnia (Richter, 1996), parque esse (instalado entre 1981 e 1990) que era constituído por cerca de 16,000 máquinas, desde 20 a 350 kW (num total de 1,7 GW). Este investimento foi resultado de incentivos provenientes do governo norte-americano (como investimento a nível federal e créditos de energia).

Já na Europa, e de forma mais notável nos países nórdicos, a instalação de parques eólicos aumentou de forma estável durante as décadas de 1980 e 1990. O maior custo da eletricidade e os excelentes recursos eólicos ajudaram à implementação de um mercado que, apesar de pequeno, era estável (Kaldellis & Zafirakis, 2011).

No entanto, é de realçar que, em 2016, o crescimento da capacidade instalada diminuiu cerca de um quinto devido ao *boom* algo “apressado” que teve lugar na China.

2.2.3. Tipos de incentivos

As políticas de apoio para o investimento em fontes de energia renovável para a produção de eletricidade baseiam-se, normalmente, na utilização de diferentes tipos de apoios. Essas políticas podem ser classificadas de acordo com as suas características, podendo ser regulatórias ou voluntárias, diretas ou indiretas, focadas no investimento ou focadas na produção de energia, entre outras (Kitzing *et al.*, 2012). De acordo com os mesmos autores, pode-se distinguir entre diferentes dois grandes tipos de instrumentos de apoio: os principais (*major support instruments*), que consistem em:

- *Feed-in tariffs* (FIT);
- *Feed-in premiums* (FIP);
- Concursos (*tenders*, em inglês);
- Certificados com obrigação de cumprimento.

E também os suplementares (*supplementary support instruments*):

- *Investment grants*;
- Medidas fiscais;
- Apoio financeiro.

As tarifas *feed-in* (FIT) são caracterizadas por diversos elementos: centrais não-despacháveis, perspectivas a longo prazo e preços garantidos, preços esses que podem ser definidos para um período específico (como um determinado número de anos) ou para uma certa quantidade de produção pré-determinada (Kitzing *et al.*, 2012). Segundo os mesmos autores, na União Europeia, existem várias formas de implementação das FIT, entre as quais se destaca a que é utilizada em Portugal: a tarifa *feed-in* fixa, em que se determina uma tarifa para cada grupo de tecnologias, sendo apenas mudada caso haja alterações na regulação. Outra forma das FIT que é bastante utilizada é a *time-dependent* FIT, em que existem diferentes tarifas (dia/noite, *peak/off-peak*) que são pré-determinadas para cada grupo de tecnologias.

Já as *feed-in premiums* (FIP) são prémios/sobretaxas que são pagos/as como acréscimo ao preço do mercado, pois um produtor de eletricidade proveniente de fontes renováveis recebe esse prémio por unidade (MWh) somado aos procedimentos da venda da eletricidade do mercado livre. Tal como as FIT, as FIP também podem ser garantidas por um período de tempo fixo ou por um montante pré-determinado de produção (Kitzing *et al.*, 2012). No

entanto, é de notar que alguns autores, nomeadamente Couture & Gagnon (2010), consideram que as FIP são uma subcategoria das FIT.

Os concursos (*tenders*, em inglês) são normalmente utilizados em conjunto com outros tipos de políticas. Num concurso, as autoridades responsáveis fazem uma chamada para concursos em projetos específicos (ou grupos de projetos) com capacidades de produção definidas, e então os potenciais investidores competem para ter a oportunidade de desenvolver esses projetos, tendo em conta os apoios necessários, entre outras especificidades (como o *timing* do projeto, localização da rede, impactes ambientais). A proposta mais atrativa (nomeadamente a que requiere menos apoios) ganha, então, o concurso (Kitzing *et al.*, 2012).

A utilização de certificados de emissão, com obrigação de cumprimento (*Tradable Green Certificates*, em inglês), pode ser aplicada a produtores ou comercializadores de energia, obrigando-os a possuir uma certa quota de renováveis no seu portfólio sendo, ao contrário das FIT e das FIP, instrumento de controlo de quantidades, e não de controlo de preços (Kitzing *et al.*, 2012). A utilização destes certificados de emissão permite uma grande flexibilidade de políticas, tendo levado, até, à criação de grandes mercados (nomeadamente a nível europeu e nos EUA) com possibilidade de comércio, troca e acumulação dos mesmos, criando uma outra vertente importante no mercado das indústrias mais poluentes (Tietenburg, 2012).

As *Investment Grants* consistem em suporte financeiro provenientes de instituições governamentais (europeias, por exemplo) a investidores em projetos de energias renováveis sob a forma de pagamentos não reembolsáveis durante a fase de construção do projeto. Por norma, estes pagamentos têm em conta se o projeto é concluído com sucesso e se cumpre determinados *standards* de desempenho. Estes apoios podem consistir em 5% a 70% do custo total do investimento (Kitzing *et al.*, 2012).

Os apoios fiscais consistem maioritariamente em apoios diretos, não englobando os incentivos indiretos como as ecotaxas, por exemplo, que são vistas como forma de internalizar custos externos. Os apoios diretos são de vários tipos, sendo que são mais implementados na União Europeia os benefícios fiscais (totais ou parciais) sobre o rendimento (*income tax reliefs*), a redução do imposto sobre a eletricidade quando os geradores de eletricidade estão sujeitos a impostos, como o IVA, que pode ser aplicado nas tecnologias

que forem elegíveis (como acontece em Portugal) e o *net metering* (sistema de compensação de energia elétrica) para consumo próprio, que tem um efeito semelhante aos benefícios fiscais.

Por último, o apoio financeiro propriamente dito consiste numa gama elevada de instrumentos de apoio da área financeira, que são descritos no âmbito do Regulamento 1828/2006 da Comissão Europeia (2006, Artigo 43/1) como *repayable*, contrariamente às *Investment Grants*, que são consideradas não reembolsáveis (*financial engineering instruments*).

Todos estes instrumentos são implementados para auxiliar os investidores em projetos de produção de energia renovável a ter acesso ao mercado de capital e obter financiamento adequado, possibilitando a existência de mais investimentos a um menor custo inicial.

3. Análise de Projetos de Investimento

3.1. Investimento

De acordo com Bodie *et al.* (1998), investimento implica comprometer recursos na expectativa da obtenção de benefícios futuros pois, ao comprometer esses ditos recursos, o investidor está a optar por investir numa alternativa que trará resultados no futuro, apesar de haver um determinado risco e incerteza.

Ainda segundo os mesmos autores, os ativos sujeitos à opção de investimento, podem assumir a forma de ativos reais ou de ativos financeiros. Os ativos reais, como são as tecnologias das energias renováveis, consistem na capacidade de produzir bens e serviços de forma a gerar riqueza. Nesta categoria pode-se diferenciar, por um lado, os bens de equipamento, como edifícios, terrenos e ativos circulantes, e por outro, os ativos intangíveis, como as patentes, transferência de tecnologia, investigação e desenvolvimento, entre outros, que apesar de não deterem representação física imediata, desenvolvem um papel importante na atividade das empresas no sentido da eficiência e aumento da competitividade e da diferenciação.

Já de acordo com Keynes (2008), investimento é o acréscimo no valor do capital que resulta da atividade produtiva do período, excluindo assim os ativos financeiros como parte integrante da definição, quer como termo equivalente, quer como alvo de compra no ato de investir a que o mesmo autor se refere.

Por fim, a definição de investimento, na ótica económica, está de acordo com a expectativa de que os resultados obtidos no futuro se revelem superiores aos recursos aplicados no momento do investimento inicial, o que na realidade, dado o ambiente de incerteza, pode não se verificar (Gomes, 2011).

3.2. Projeto e rendibilidade

Segundo Barros (2007), um projeto é um conjunto de informação sistematizada com o objetivo de fundamentar uma decisão de investimento, pretendendo estimar o valor (da forma mais exata possível) a ser criado pelo investimento, aumentando a eficiência da utilização dos recursos. Segundo o mesmo autor, um projeto envolve um conjunto de decisões e objetivos, entre os quais, a escolha dos recursos a alocar, a determinação das receitas e despesas, a escolha das fontes de financiamento e o estudo do enquadramento legal e financeiro.

Focando apenas na vertente da avaliação económica e financeira, como é o caso do trabalho a ser realizado, parte-se do pressuposto da maximização do lucro e valor da eventual instalação de energia renovável, em que a avaliação económica avalia a rendibilidade do investimento pressupondo que este é exclusivamente financiado por capitais próprios e admitindo-se que a estrutura de financiamento ainda não se encontra definida, pelo que esta não influencia a decisão que recai sobre os critérios utilizados para a suportar (Gomes, 2011). Já a avaliação financeira, segundo a mesma autora, vai avaliar a rendibilidade do investimento, considerando os custos de financiamento decorrentes do recurso a capitais alheios e outras consequências.

A rendibilidade de um investimento está de acordo com o seu potencial em assegurar a recuperação total dos capitais investidos, ao mesmo tempo que concede um rendimento adicional em montante suficiente para liquidar os juros relativos às fontes de financiamento de capital alheio e remunerar os respetivos sócios/acionistas em função da rendibilidade requerida (diretamente influenciada pelo grau de risco e de incerteza inerente ao projeto) (Abecassis & Cabral, 1988).

Assim, a determinação da rendibilidade de um projeto assenta no confronto direto do montante de capital investido com o montante dos fluxos financeiros (*cash flow*) decorrentes da exploração do mesmo, durante a sua vida útil.

O estudo de rendibilidade de um projeto pode subdividir-se em estudos técnico-económicos e em estudos económico-financeiros, tal como é sugerido por Marques (2000). Neste caso, focar-nos-emos apenas nos estudos económico-financeiros, visto que o trabalho em causa apenas visa estes últimos.

3.3. *Cash Flow*

Um projeto de investimento é essencialmente avaliado de acordo com o potencial valor que pode gerar para a empresa, que consiste no critério que o investidor mais tem em conta na hora da tomada de decisão sobre o investimento (Gomes, 2011). Ao longo do seu ciclo de vida, o projeto gera fluxos financeiros a partir da exploração da atividade inerente. Os *cash flows* são então calculados com base nos fluxos de benefícios e de custos económicos gerados pelo projeto em causa (Gomes, 2011).

A mesma autora sublinha ainda a diferença entre *cash flow* e lucro contabilístico, pois na determinação do último são considerados fatores como os proveitos e despesas, conceitos que são diferentes dos benefícios e custos económicos considerados na determinação do *cash flow*. Assim, comparativamente ao resultado líquido, o método dos *cash flows* assume maior rigor e objetividade no âmbito da avaliação de um projeto, além do facto de considerar o valor temporal do dinheiro (Abecassis & Cabral, 1988).

Os *cash flows* envolvidos nos projetos são divididos em diferentes categorias, tal como Gomes (2011) as descreve:

- *Cash flow* de exploração, que regista os fluxos líquidos associados à exploração da atividade relacionada com a implementação do projeto, sendo sempre um valor negativo;
- *Cash flow* de investimento, que engloba as despesas associadas à implementação do projeto e, por conseguinte, os recebimentos pela sua extinção, em que o seu valor indica o montante das necessidades de investimento do projeto;
- *Cash flow* líquido, que é calculado pela diferença entre o *cash flow* de exploração e o *cash flow* de investimento. Quando não é comparado com outro, é simultaneamente líquido e absoluto.
- Pode-se ainda distinguir um quarto tipo de *cash flow*, o *cash flow* incremental, que resulta da diferença entre dois *cash flows* líquidos, quando estes são comparados.

A diferença entre o *cash flow* de exploração e o de investimento corresponde ao valor que é utilizado na determinação dos critérios de rentabilidade (Gomes, 2011).

3.4. Métodos de Avaliação

3.4.1. Valor Atualizado Líquido (VAL)

Entre os modelos de análise existentes, o Valor Atualizado Líquido (VAL) é o mais divulgado e o que menos contestação tem (Soares *et al.*, 2012). Uma das formas pela qual pode ser apresentado o VAL, é a seguinte:

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CFG_t}{(1+k)^t}$$

Em que CFG_t representa o *cash flow* global obtido no período t , englobando o *cash flow* de exploração e de investimento, e k é a taxa de atualização, ou seja, a taxa de rentabilidade mínima exigida.

Relativamente a este método, há duas ideias principais que devem ser retidas (Soares *et al.*, 2012): a primeira, dado que se assume que a taxa de atualização representa o custo de oportunidade do capital, refere que o VAL traduz o preço de mercado do investimento. Sendo positivo, equivale a dizer que a empresa pagará menos em termos de desembolso de capital do que o valor gerado pelo investimento. A segunda ideia refere-se à recuperação do capital investido, adicionada ao valor atualizado dos *cash flows* futuros.

Um VAL positivo, então, significa que, em termos previsionais, o investimento assegura aos investidores, durante toda a vida desse mesmo investimento, uma taxa de remuneração k , incluindo um prémio de risco quando o ambiente é caracterizado pela incerteza. Esta remuneração tem em conta o pressuposto de que os *cash flows* de exploração serão reinvestidos a essa mesma taxa desde o início ao final do investimento (Soares *et al.*, 2012). O VAL, então, corresponde a um aumento efetivo da riqueza dos acionistas, caso o objetivo dos gestores seja a maximização do valor da empresa e esta não enfrentar restrições de capital. Caso o VAL seja igual a zero, o investimento é neutro em termos de efeitos sobre a riqueza, enquanto que, sendo negativo, o investimento deve ser, em princípio, rejeitado.

3.4.2. Taxa Interna de Rendibilidade (TIR)

A Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) consiste num outro modelo de análise que assenta no princípio do desconto dos *cash flows*, mas que parte dos fluxos líquidos previstos

para calcular a taxa de atualização (ou de rentabilidade) que torna o VAL nulo (Soares *et al.*, 2012). A mesma fonte refere ainda que este modelo difere do VAL na abordagem subjacente, pois a taxa de atualização é a incógnita a estimar, e mede a taxa de remuneração máxima que o projeto poderá proporcionar aos financiadores.

A TIR deve ser utilizada apenas quando existe uma base de comparação, ou seja, o custo de oportunidade de capital. Um investimento será aceite se a TIR for superior ao custo de capital exigido pela empresa, representado pela letra k . Pela mesma lógica, conclui-se que uma TIR inferior levará a recusar o investimento, e uma TIR nula será sinónimo de indiferença (Soares *et al.*, 2012).

É de realçar que a TIR pode ser interpretada como o máximo custo de capital que uma empresa pode utilizar para o financiamento de um investimento de modo a não prejudicar as suas partes interessadas (acionistas/sócios) (Soares *et al.*, 2012).

A TIR possui vantagens em termos de gestão, nomeadamente o facto de apresentar o resultado sob a forma de percentagem (representando, de certa forma, o retorno sobre o investimento), mas também tem algumas desvantagens associadas (Soares *et al.*, 2012). Exemplificando, a TIR não fornece informações sobre a dimensão e a vida útil de um projeto de investimento, para além de que pressupõe que os *cash flows* gerados ao longo da vida útil do investimento são todos reinvestidos à mesma taxa, algo altamente improvável. Nesse sentido, o VAL apresenta vantagens pois pressupõe o investimento a uma taxa mais realista/mais conservadora: a taxa exigida de custo de capital.

Concluindo, a avaliação do projeto de investimento propriamente dita é de carácter multidisciplinar, na medida em que pode ser realizada a partir de diferentes perspetivas em função dos objetivos do analista, que frequentemente se complementam (Gomes, 2011).

3.4.3. Período de recuperação (*Payback period*)

O período de recuperação do capital investido (PRC) ou, simplesmente, *payback period*, consiste no número de períodos necessários para, através dos *cash flows* gerados, recuperar o capital inicialmente investido num determinado projeto (Brealey & Myers, 1998). Logo, assumindo que os *cash flows* são gerados de forma linear no decurso de cada ano, o período de recuperação do capital pode ser dado pela seguinte expressão (Soares *et al.*, 2012):

$$PRC = t + \left(\frac{\text{Despesa de investimento} - \sum_{i=1}^t CFE_i}{CFE_{t+1}} \right)$$

A interpretação deste modelo é relativamente simples, visto que, entre diversos projetos, será escolhido aquele que tiver um período de recuperação menor, ou seja, que levará menos tempo a recuperar o capital investido. No entanto, a primeira proposição deste modelo é de que um investimento será passível de aceitar caso o seu período de recuperação seja menor do que o número de anos de vida útil do projeto em que se investe (Soares *et al.*, 2012).

Apesar disto, é de notar que o princípio subjacente a este modelo (a rapidez de recuperação de um investimento), consiste numa limitação da utilização do mesmo, pois também é importante ter noção da rentabilidade do projeto, algo que a obtenção do PRC não calcula (Soares *et al.*, 2012). Segundo os mesmos autores, devido ao facto de apenas se proceder à soma algébrica de valores referenciados a períodos de tempo distintos, o valor temporal do dinheiro não é considerado, o que constitui outra limitação. No entanto, esta limitação pode ser ultrapassada, se se realizar uma alteração à fórmula inicial, alteração essa sugerida por Rappaport (1965) que considera os *cash flows* atualizados à taxa k , obtendo-se assim a fórmula do período de recuperação do capital ajustado (PRCA) (Soares *et al.*, 2012):

$$PRCA = t + \left(\frac{\text{Despesa de investimento} - \sum_{i=1}^t \frac{CFE_i}{(1+k)^i}}{\frac{CFE_{t+1}}{(1+k)^{t+1}}} \right)$$

Existem outras limitações associadas a este modelo, daí a necessidade de conjugá-lo com outros parâmetros de avaliação de um projeto, sendo que ao ser utilizado sozinho não fornecerá informações bastante importantes em termos de viabilidade do projeto ao longo de todo o seu ciclo de vida, incluindo após a recuperação do investimento inicial.

3.4.4. Índice de Rentabilidade

O Índice de Rentabilidade (IR), tal como o nome indica, calcula a rentabilidade que efetivamente se obtém por cada unidade de capital investido (Silva, 1999). Este modelo pode ser visto como uma variante do VAL, mas que tem em conta o custo do investimento e

utiliza a razão entre o valor atual dos *cash flows* atualizados e o custo do investimento (CI), tal como se pode ver na seguinte equação (Soares *et al.*, 2012):

$$IR = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CFE_t}{(1+k)^t}}{CI_0}$$

A interpretação dos resultados é simples: caso o valor do IR for superior a 1, então o VAL é positivo e o investimento é passível de se aceitar, em caso inferior a decisão deve ser a de rejeitar e em caso de ser igual a 1, há indiferença em relação à decisão de aceitar ou rejeitar (Soares *et al.*, 2012).

É de realçar, também, que apesar de o IR ser considerado como um modelo proveniente do VAL, não deve ser visto como uma alternativa a este, mas sim como um complemento, especialmente útil em casos que a empresa se defronte com restrições de capital (Soares *et al.*, 2012).

3.5. Estudos económico-financeiros

Os estudos económico-financeiros têm como objetivo determinar os fluxos financeiros gerados pelo projeto no sentido de o avaliar e concluir sobre a sua rentabilidade e viabilidade, sendo que a conclusão retirada destes estudos determinam se o projeto em causa revela interesse ou não do ponto de vista do promotor (Gomes, 2011).

Segundo a mesma autora, a informação obtida com os estudos económico-financeiros deverá ser agregada e sistematizada, sendo depois dividida em três partes: o Plano de Investimento, o Plano de Exploração e o Plano de Financiamento, que vão fornecer informação para a construção dos balanços previsionais (exposição estruturada do ativo e do passivo do projeto, devidamente financiados por capitais próprios e capitais alheios).

O Plano de Investimento deve conter os ativos a adquirir no âmbito do projeto (classificados por natureza e origem, interna ou externa), os anos de investimento e os respetivos valores; o Plano de Exploração inclui as contas de exploração previsionais (discriminadas em receitas e despesas de funcionamento) para os vários anos da vida útil do projeto, para além dos resultados da empresa (através da Demonstração dos Resultados Previsional); no Plano de Financiamento, por fim, é detalhado o orçamento da tesouraria e

o mapa de origens e aplicações de fundos, de forma a apurar os valores que devem compor os Balanços Previsionais dos anos considerados no projeto (Gomes, 2011).

Após a elaboração dos planos enumerados no parágrafo anterior, é então possível proceder ao cálculo do *cash flow* relevante, consoante a ótica da avaliação pretendida. Todo este processo faz parte de um estudo económico-financeiro completo, mas no caso deste trabalho, apenas se procedeu ao cálculo dos *cash flows*, visto que estes são os indicadores necessários para responder à pergunta inicialmente feita.

3.6. Análise de cenários

Para a elaboração de um projeto de investimento, devem ser tidos em conta diferentes cenários que retratem diferentes situações e variáveis inerentes ao projeto em si, fazendo-se uma análise de rentabilidade do investimento a cada cenário que seja proposto para análise (Soares *et al.*, 2012).

Este tipo de análise tende a ser de grande utilidade no apoio à tomada de decisão relativamente ao investimento, nomeadamente quando as diferenças entre os cenários forem, de certa forma, significativas e, conseqüentemente, terem impactos relevantes na empresa e no investimento feito (Soares *et al.*, 2012).

No caso deste trabalho, ter-se-á em conta cenários diferentes para cada uma das fontes a analisar, sendo que serão analisadas três capacidades distintas de produção de energia renovável. Para além de capacidades diferentes, também serão utilizadas diferentes percentagens de eficiência de produção para cada uma das distintas potências instaladas, de modo a determinar se, neste caso, será mais favorável em termos económico-financeiros instalar uma central de produção com uma capacidade superior ou inferior, tendo em conta as diferentes eficiências e os resultados dos diversos indicadores que irão ser utilizados para comparação e avaliação das diferentes alternativas propostas.

4. Metodologia

De forma a responder à questão colocada neste trabalho, foi necessário definir uma metodologia que implicou uma recolha e análise de vários dados relativos à utilização das energias renováveis, nomeadamente a solar e a eólica, em Portugal. Os dados obtidos foram utilizados como base para toda a análise que se realizou, pois foi a partir deles que foram calculados os resultados da instalação das hipotéticas centrais de produção de energia.

Os mais de 210 000 dados utilizados ao longo deste estudo representam o período de 8 anos de 2010 a 2017, período este que será utilizado como base de trabalho para os 10 anos do ciclo de vida a analisar das centrais de produção de energia que serão hipoteticamente instaladas. Ou seja, o ano 1 do projeto corresponderá aos dados de 2010 e assim sucessivamente. Devido ao facto de só ter sido possível o acesso aos dados destes anos, os anos 9 e 10 do projeto corresponderão, tal como o ano 8, aos dados de 2017.

Sendo assim, neste capítulo procede-se à explicação de como foram obtidos os dados usados na realização desta análise, assim como todos os passos dos cálculos efetuados e do tratamento dos dados.

4.1. Recolha de dados

4.1.1. Preços do mercado de energia

A obtenção dos preços da eletricidade foi feita através da recolha e exportação de dados obtidos a partir do site da REN, que contém os preços do mercado *spot* de eletricidade do MIBEL (Mercado Ibérico de Eletricidade) para Portugal e Espanha (REN, 2018b). A partir desse site, obtiveram-se então os preços relativos a cada hora do mercado *spot* de eletricidade português para todos os dias desde o início do ano de 2010 até ao final do ano de 2017, que correspondem a 70 134 dados.

Estes preços foram utilizados como *proxy* para o cálculo do *cash flow* das centrais a analisar, como se verá mais à frente. A título de exemplo, podem-se verificar os preços praticados no dia 1 de janeiro de 2017 na tabela 2.

Tabela 2. Preços do mercado de eletricidade em Portugal a cada hora do dia 1 de janeiro de 2017.

Data	Hora	Preço (€)
01-01-2017	1	58,82
01-01-2017	2	58,23
01-01-2017	3	51,95
01-01-2017	4	47,27
01-01-2017	5	46,9
01-01-2017	6	46,6
01-01-2017	7	46,25
01-01-2017	8	46,1
01-01-2017	9	46,1
01-01-2017	10	45,13
01-01-2017	11	46,23
01-01-2017	12	47,91
01-01-2017	13	49,57
01-01-2017	14	48,69
01-01-2017	15	47,2
01-01-2017	16	46,51
01-01-2017	17	46,52
01-01-2017	18	51,59
01-01-2017	19	59,07
01-01-2017	20	62,1
01-01-2017	21	64,2
01-01-2017	22	60,69
01-01-2017	23	59,07
01-01-2017	24	52

4.1.2. Produção diária de energia

Relativamente à produção diária, foi também utilizado o site da REN, que permitiu a recolha de informação minuciosa relativa à produção de eletricidade em Portugal a partir de todas as fontes disponíveis e utilizadas no ano de 2017, sendo que apenas a produção a eólica e fotovoltaica foi utilizada para este trabalho (REN, 2018c). Os dados obtidos indicavam a produção, em MW, a cada 15 minutos e foram aglomerados para representar a produção de energia eólica e solar a cada hora desde 2010 até 2017, constituindo um total de 140 268 dados.

Tabela 3. Produção de energia eólica e solar (em MW) em Portugal a cada hora do dia 1 de janeiro de 2017.

Data	Hora	Produção eólica (MW)	Produção solar (MW)
01-01-2017	1	1495,010655	0,001484
01-01-2017	2	1678,648444	0,002484
01-01-2017	3	1730,439419	0,003484
01-01-2017	4	1800,401069	0,002484
01-01-2017	5	1739,177515	0,001484
01-01-2017	6	1579,079776	0,002484
01-01-2017	7	1832,386146	0,002484
01-01-2017	8	1969,605458	0,30878
01-01-2017	9	1857,647568	140,421109
01-01-2017	10	1688,035612	510,513346
01-01-2017	11	1498,117026	773,174411
01-01-2017	12	1481,204945	909,980397
01-01-2017	13	1637,582208	969,140154
01-01-2017	14	1681,68972	857,592289
01-01-2017	15	1740,360323	663,209516
01-01-2017	16	1971,71506	356,884893
01-01-2017	17	2389,996131	103,931253
01-01-2017	18	3086,294873	7,138159
01-01-2017	19	4456,823436	6,21236
01-01-2017	20	5767,677419	5,388356
01-01-2017	21	7177,119889	5,389356
01-01-2017	22	8375,971475	6,21136
01-01-2017	23	9509,813701	0,004484
01-01-2017	24	10764,05811	0,002484

4.1.3. Produção unitária de energia

Quanto ao cálculo da produção unitária, foi efetuada uma operação de divisão, em que no numerador foram utilizados os dados da produção diária de energia, mencionados no parágrafo anterior, e no denominador a capacidade instalada (de energia eólica ou solar (em MW), dependendo da produção unitária que se queria calcular) correspondente à data da produção. Ou seja, a capacidade instalada a nível nacional foi relacionada com a produção total. A potência instalada foi recolhida mensalmente desde 2010 até 2017, de acordo com os 96 dados retirados (REN, 2018d) relativos aos 12 meses de cada ano entre 2010 e 2017. Este parâmetro foi calculado de modo a possibilitar a obtenção do *cash flow* de exploração

retorno de cada uma das centrais de 3, 5 e 10 MW. A forma como se obteve esse *cash flow* será explicada um pouco mais à frente

4.1.4. Custos de implementação

4.1.4.1. Solar

A energia solar fotovoltaica é uma tecnologia relativamente madura, possui alta confiabilidade e, como todas as outras energias renováveis, não está sujeita à volatilidade de preços associada a fontes de energia fósseis. Relativamente aos custos associados a esta tecnologia, é de notar que tem havido grande progresso no que toca à sua redução, numa tentativa de aumentar a competitividade com outras fontes energéticas (IRENA, 2012a).

O custo de capital de um sistema fotovoltaico é composto pelo custo do módulo fotovoltaico e o custo do BOS (*balance of system*): o primeiro consiste no custo do arranjo interconectado de células fotovoltaicas, e é determinado pelos custos da matéria-prima, especialmente os preços do silicone, processamento/manufatura da célula e custos de montagem do módulo. Já o segundo inclui o custo do sistema que compõe a estrutura (incluindo a sua instalação e preparação do local, entre outros), do sistema elétrico (transformador, cabos, etc.) e da bateria ou qualquer outro sistema de armazenamento, nos casos de instalação for a da rede (IRENA, 2012a).

Os sistemas fotovoltaicos de grande escala têm, no mínimo, 1 MW de capacidade e operam como qualquer outra central elétrica, estando ligados à rede. O custo destas instalações vai depender não só da escolha da tecnologia fotovoltaica a utilizar, assim como da instalação das células ser ao nível do solo, ou num telhado.

A figura 15 detalha a distribuição dos custos da instalação de um parque solar fotovoltaico na Alemanha em 2015 e numera os componentes que constituem o custo do BOS.

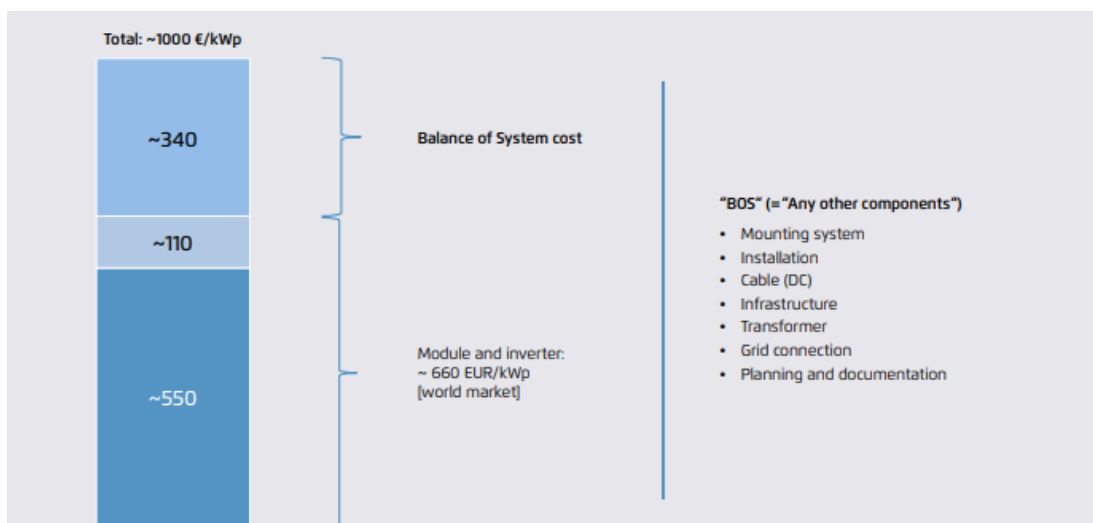


Figura 15. Custo global da instalação de uma central solar fotovoltaica ao nível do solo, na Alemanha. Fonte: (Fraunhofer ISE, 2015).

Foi a partir destes números que foi calculado o custo de instalação do projeto a avaliar, sendo apenas necessário converter para MW e multiplicá-los de modo a corresponderem à capacidade total da instalação. Ou seja, sendo que 1 kW corresponde a 0,001 MW, o raciocínio para o BOS foi o seguinte (o mesmo se aplica ao módulo):

Tabela 4. Conversão para MW do custo de instalação do BOS de uma central solar.

Custo (€)	1 kW	1 MW
BOS	340,00 €	340 000,00 €

Quanto aos custos de operação e manutenção (O&M), foi utilizado um valor médio de \$14/kW/ano obtido através do agrupamento de dados por parte da International Renewable Energy Agency (IRENA, 2018) de diversos estudos feitos em 2015 (com dados de 2014), daí que esse valor tenha sido convertido para euros e posteriormente para MW (como se pode ver na tabela 5) segundo referência de 31 de dezembro de 2014 (0,812139 €/€) obtida através do conversor fornecido pelo Banco de Portugal.

Tabela 5. Conversão para MW do custo de O&M de uma central solar.

O&M	1 kW	1 MW
\$	\$14,00	\$14 000,00
€	11,37 €	11 369,95 €

4.1.4.2. Eólica

A energia eólica é uma das energias renováveis considerada mais *cost-effective* em termo de custo por kWh de eletricidade gerado (IRENA, 2012b). Segundo a mesma fonte, os custos de construção de um parque eólico podem ser divididos em quatro componentes principais:

- Custo das turbinas, incluindo hélices, torre e transformador;
- Custo de construção para preparação do local e instalação das torres;
- Custo de ligação à rede, incluindo transformadores e subestações, assim como a ligação à distribuição local ou à rede;
- Outros custos de capital, incluindo a construção de edifícios, sistemas de controlo, projetos de consultoria, planificação, entre outros.

Sendo assim, de modo a ser possível o cálculo de todos estes custos, primeiramente foi verificado o custo atual de uma turbina, sendo que esse mesmo foi obtido através do índice representado na figura 16.

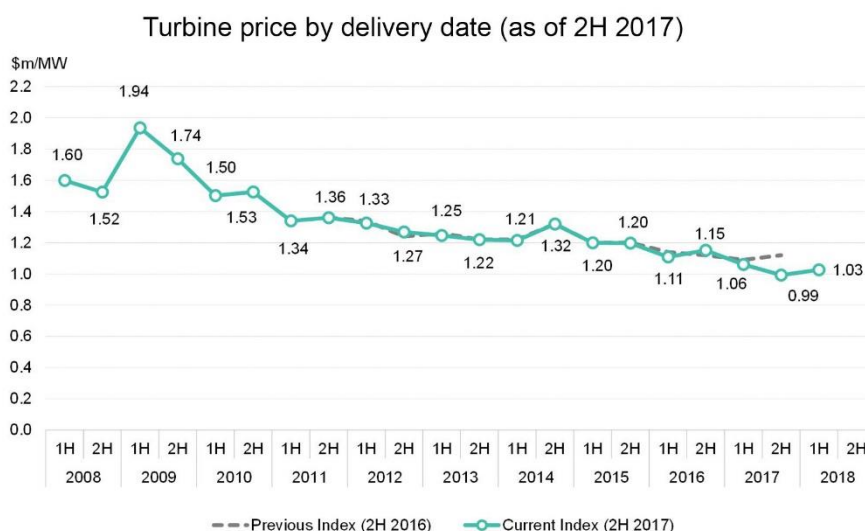


Figura 16. Índice de preços das turbinas desde 2008 ao primeiro semestre de 2018, em milhões de dólares por MW. Fonte: (BNEF, 2018a).

Obtendo o valor do custo das turbinas - 1,03 milhões de dólares por MW (que foi convertido para Euros segundo a conversão de 13 de julho de 2018 do Banco de Portugal - 0,85889 €/€ -), as restantes componentes do custo da instalação de um parque eólico foram obtidas de acordo com o gráfico da figura 17, que representa as percentagens de cada componente no custo total de instalação de um parque eólico.

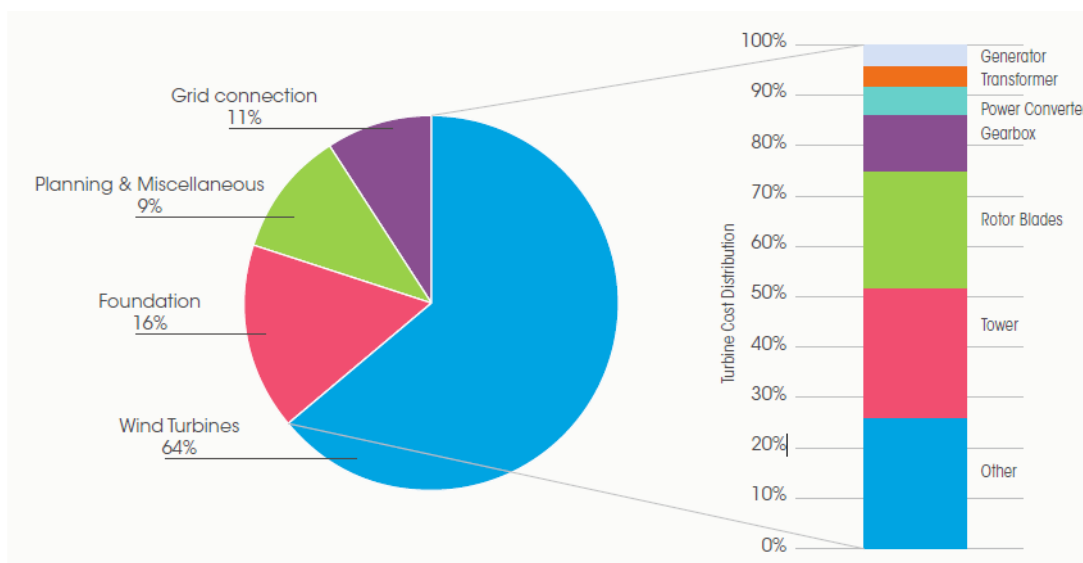


Figura 17. Estimativa da distribuição dos custos de construção de uma central de produção de energia eólica na Europa. Fonte: (IRENA, 2012b), com dados de (Blanco, 2009).

Na tabela 6 pode-se verificar como foram aplicadas estas percentagens no cálculo do custo total de uma central eólica, partindo do preço das turbinas, que representa 64% do total.

Tabela 6. Cálculo do custo de instalação de uma central eólica de 1 MW.

1 MW	Preço	% preços
Turbinas	884 651,72 €	0,64
Alicerces	221 162,93 €	0,16
Ligação à rede	152 049,51 €	0,11
Planificação	124 404,15 €	0,09
TOTAL	1 382 268,31 €	1

Quanto ao custo de operação e manutenção, foi utilizada a média fornecida pela Bloomberg (BNEF, 2018b) para o segundo semestre de 2017, em que os contratos de O&M custavam, em média, \$20,800/MW/ano, valor esse que foi convertido para euros com o valor de conversão de referência de 31 de dezembro de 2017 fornecido pelo Banco de Portugal (0,83382 €/€).

4.1.5. *Cash flow* de exploração

O *cash flow* de exploração (ou retorno) foi obtido através da multiplicação da produção unitária de cada fonte de energia pelo respetivo preço a cada hora respetiva e pela capacidade total da hipotética central (3, 5 ou 10 MW). Exemplificando:

Tabela 7. Cálculo do *cash flow* de exploração com base nos dados de 1 de janeiro de 2017.

Data	Hora	Preço (€)	Produção eólica (MW)	Potência eólica instalada (MW)	Produção eólica unitária	Retorno E 3 MW
01-01-2017	1	58,82	1495,010655	5090	0,293715256	51,82899414

Na base deste cálculo valores dos preços da eletricidade para cada hora, assim como a respetiva produção a partir de fontes solares e eólicas, também para cada hora do mesmo dia. Como já foi explicado foi dividida a produção eólica/solar pela respetiva potência eólica/solar instalada, obtendo-se então a produção unitária de cada uma das fontes. De modo a obter o valor pretendido do CFE, então, foi multiplicado o valor da produção unitária pelo preço da hora respetiva e pelo valor, em MW, da capacidade da central instalada (que no exemplo da tabela acima é de 3 MW). Ou seja, a operação de multiplicação realizada para a obtenção do retorno relativo a uma central eólica de 3 MW na primeira hora do dia 1 de janeiro de 2017 foi a seguinte:

$$0,293715256 * 58,82 * 3 = 51,82899$$

O valor obtido do retorno para cada hora foi então somado para a obtenção do retorno para cada ano, de 2010 a 2017.

4.1.6. Taxa de atualização

A taxa de atualização utilizada para os cálculos dos diversos indicadores foi de 7% para a solar fotovoltaica e 7,25% para a eólica, de acordo com um inquérito realizado em 2017 em vários países (Grant Thornton, 2018). Os valores escolhidos foram os referentes a Espanha, visto não só serem os mais intermédios de toda a amostra do relatório, como se tratar de um país com maior proximidade, quer geográfica quer económica, de Portugal.

4.2. Tratamento de dados

Todos os cálculos efetuados e a utilização e tratamento dos dados mencionados anteriormente foram realizados com recurso ao Excel 2016 da Microsoft de forma a poder realizar de forma mais metódica e rápida os processos de soma, multiplicação, divisão, identificação de máximos e mínimos e criação de gráficos para uma mais fácil análise dos dados recolhidos. Alguns dos dados foram colocados em tabelas para facilitar a interpretação e posterior inclusão na dissertação, para efeitos de melhoramento da sua apresentação.

5. Resultados

Uma primeira análise aos dados recolhidos foi a da evolução de ambas as fontes a nível de produção, em Portugal, desde 2010 a 2017. Como se pode ver na figura 18, a energia eólica possui uma maior preponderância em termos de produção, mas ambas as tecnologias têm aumentado a sua produção quase todos os anos, desde 2010.

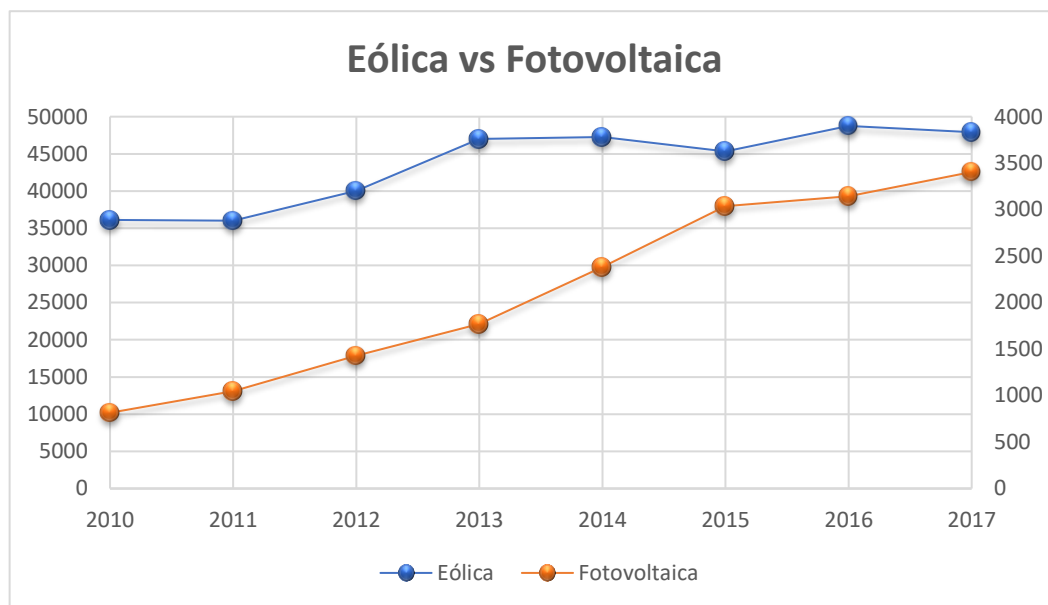


Figura 18. Evolução da produção anual, em GW, das fontes de energia eólica (eixo *yy* da esquerda) e fotovoltaica (eixo *yy* da direita) em Portugal. Dados de (REN, 2018c).

No entanto, apesar do “domínio” da energia eólica, foi a energia solar fotovoltaica que registou um crescimento mais significativo durante este período de tempo. Enquanto que a eólica registou um crescimento de produção de cerca de 32% de 2010 a 2017, a energia solar aumentou a sua produção em pouco mais de 4 vezes (cerca de 418%) nos últimos 8 anos.

Apesar de as capacidades instaladas em Portugal destes dois tipos de energia diferirem bastante, há outro aspeto que as diferencia. Se se tiver em conta um dia (24h) de produção de energia por cada uma destas fontes, essa produção será diferente para cada uma delas. Ora, os painéis solares fotovoltaicos, em Portugal, apenas produzem durante o dia, ou seja, desde que o sol nasce até quando se põe, o que pode ser verificado na figura 19.

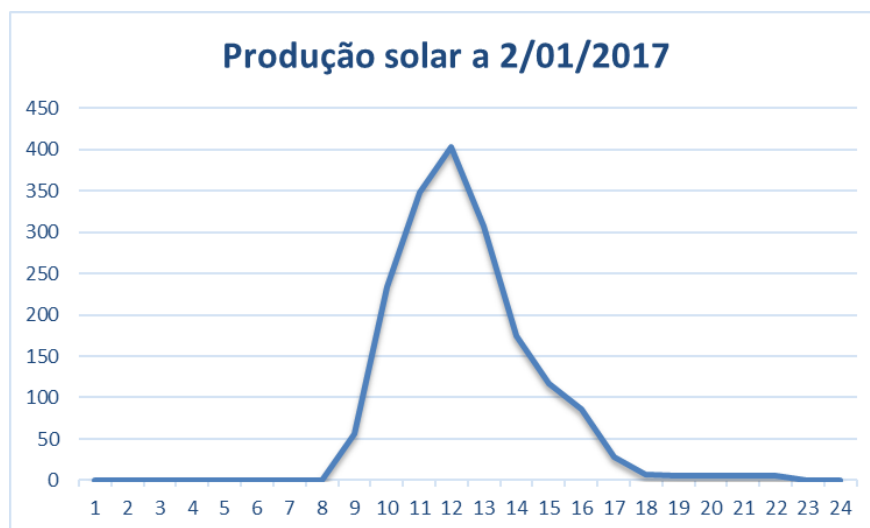


Figura 19. Produção de energia a partir de centrais solares fotovoltaicas, em MW, no dia 2 de janeiro de 2017, em Portugal. Dados de (REN, 2018c).

Como se pode ver, apenas houve produção de energia solar desde as 8h até aproximadamente às 18h. O mesmo não acontece com a energia eólica, dado que a sua produção é mais imprevisível e, por norma, acontece ao longo de todas as 24h de um dia, facto este que se pode verificar na figura 20.

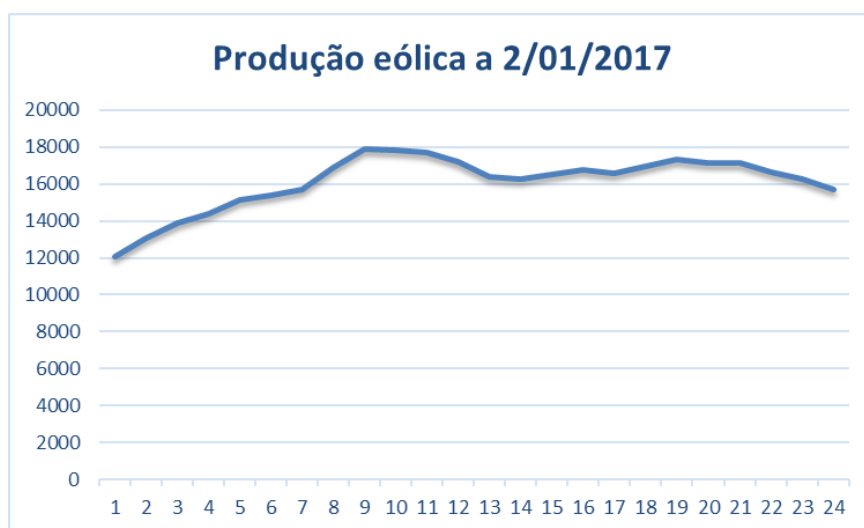


Figura 20. Produção de energia a partir de centrais eólicas, em MW, no dia 2 de janeiro de 2017, em Portugal. Dados de (REN, 2018c).

Quanto aos preços, esses são relativamente voláteis e variam ao longo do ano, mas sem nenhuma tendência relativa às horas, dias ou meses, pois vai depender de diversos fatores não ambientais. A evolução do preço da energia no ano de 2017 está representada no gráfico da figura 21.

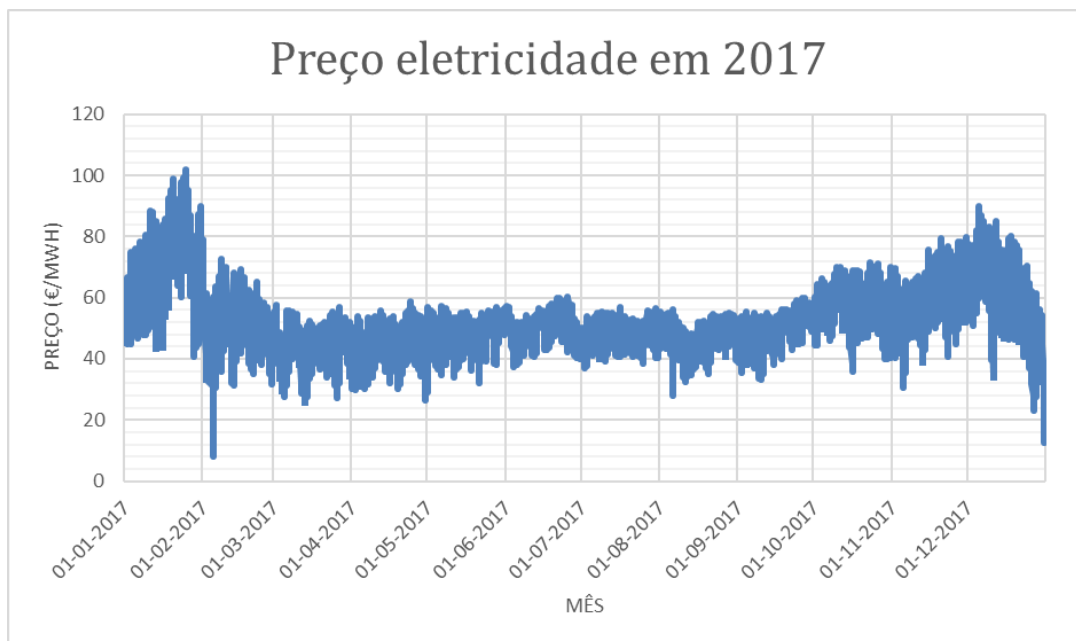


Figura 21. Preço da eletricidade (em €/MWh) em Portugal no ano de 2017.
Dados de (REN, 2018b).

Após esta breve análise dos dados recolhidos, que serviram de base para a realização do estudo, segue-se a descrição dos três cenários diferentes que serão analisados: um par de centrais (de ambas as fontes em questão) com capacidade total de 3 MW cada, outro de 5 MW e, por último, um par centrais de 10 MW cada. Foram escolhidas estas três capacidades de modo a possibilitar a comparação entre centrais com escalas relativas de produção diferentes. Uma de produção bastante superior (10 MW), e outras duas, 3 MW e 5 MW com capacidades semelhantes a outras centrais, neste caso eólicas, existentes nos distritos de Porto (Central da Abogalheira) e Lisboa (Central de Bolores) (e2p, 2012). Serão apresentados os cálculos e resultados para a obtenção do custo de instalação e operação (que constituem o *cash flow* de investimento - CFI -, que será sempre negativo), do retorno das respetivas centrais (*cash flow* de exploração) e dos diversos índices a ser calculados, como o VAL, a TIR, o PRC e o IR.

5.1. Centrais solares fotovoltaicas

Em primeiro lugar, calculou-se o custo de instalação de uma central de 3, 5 e 10 MW, recorrendo ao esquema concebido pela Fraunhofer ISE (2015), previamente descrito na metodologia. Na tabela 2 encontram-se os cálculos efetuados.

Tabela 8. Custo de instalação, em €, de uma central solar fotovoltaica de 3, 5 e 10 MW.

Custo (€)	1 kW	3 MW	5 MW	10 MW
BOS	340,00 €	1 020 000,00 €	1 700 000,00 €	3 400 000,00 €
Módulo	660,00 €	1 980 000,00 €	3 300 000,00 €	6 600 000,00 €
Total	1 000,00 €	3 000 000,00 €	5 000 000,00 €	10 000 000,00 €

De seguida, foram calculados os custos de O&M, que se encontravam em dólares (\$) e posteriormente foram convertidos para €. Os cálculos dos custos de O&M para as 3 centrais encontram-se na tabela 3.

Tabela 9. Custo de O&M, em €, de uma central solar fotovoltaica de 3, 5 e 10 MW.

O&M	1 kW	3 MW	5 MW	10 MW
\$	\$14,00	\$42 000,00	\$70 000,00	\$140 000,00
€	11,37 €	34 109,84 €	56 849,73 €	113 699,46 €

Taxa de câmbio: 0,812139 €/ \$

A partir destes valores, obteve-se o *cash flow* de investimento e foi então possível partir para a construção das tabelas 10 a 18, que apresentam todos os *cash flows* associados a estes três investimentos específicos num período de 10 anos. O *cash flow* de exploração em cada um dos casos teve como base o retorno calculado de 2010 a 2017 do ano 1 ao ano 8, sendo que para os anos 9 e 10 foi usado novamente o retorno de 2017 devido à inexistência de mais dados, e também por serem os mais recentes e que, por essa razão, representam melhor o presente.

Sendo assim, para as tabelas 10, 11 e 12 foi calculado o retorno de uma central de 3 MW em três cenários diferentes, pois assumiu-se que nem sempre uma central poderá produzir a 100%, dependendo isto da sua localização, por exemplo. No entanto, essa percentagem é algo que não foi possível encontrar na literatura, daí ter-se assumido três valores distintos para retratar cenários diferentes: 100% (de produção/eficiência alta), 50% (de produção/eficiência média) e 30% (de produção/eficiência baixa). Para as tabelas restantes (13 a 18) foram utilizadas as mesmas percentagens, calculadas para as capacidades de 5 MW e 10 MW.

Tabela 10. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 3 MW com CFE a 100%.

SOLAR 100%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-3 000 000,00 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €
CFE	0,00 €	1 180 835,17 €	1 270 922,73 €	1 274 045,62 €	1 022 439,20 €	982 688,59 €	1 189 369,58 €	868 782,94 €	1 105 501,45 €	1 105 501,45 €	1 105 501,45 €
CFG	-3 000 000,00 €	1 146 725,33 €	1 236 812,89 €	1 239 935,78 €	988 329,36 €	948 578,75 €	1 155 259,74 €	834 673,10 €	1 071 391,61 €	1 071 391,61 €	1 071 391,61 €
TA	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
FA	1	0,934579439	0,873438728	0,816297877	0,762895212	0,712986179	0,666342224	0,622749742	0,582009105	0,543933743	0,508349292
CFIA	-3 000 000,00 €	-31 878,36 €	-29 792,86 €	-27 843,79 €	-26 022,23 €	-24 319,84 €	-22 728,83 €	-21 241,89 €	-19 852,24 €	-18 553,49 €	-17 339,71 €
CFEA	0,00 €	1 103 584,27 €	1 110 073,14 €	1 040 000,73 €	780 013,97 €	700 643,38 €	792 527,17 €	541 034,35 €	643 411,91 €	601 319,54 €	561 980,88 €
CFGA	-3 000 000,00 €	1 071 705,92 €	1 080 280,28 €	1 012 156,94 €	753 991,74 €	676 323,54 €	769 798,34 €	519 792,46 €	623 559,67 €	582 766,05 €	544 641,17 €
CFGA acum.	-3 000 000,00 €	-1 928 294,08 €	-848 013,80 €	164 143,14 €	918 134,88 €	1 594 458,41 €	2 364 256,76 €	2 884 049,22 €	3 507 608,89 €	4 090 374,94 €	4 635 016,11 €
CFI acum.	-3 239 573,24 €										
CFE acum.	7 874 589,35 €										
VAL	4 331 790,75 €										
TIR	36%										
PRC	4,1140										
IR	2,4307										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 11. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 3 MW com CFE a 50%.

SOLAR 50%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-3 000 000,00 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €
CFE	0,00 €	590 417,59 €	635 461,37 €	637 022,81 €	511 219,60 €	491 344,29 €	594 684,79 €	434 391,47 €	552 750,73 €	552 750,73 €	552 750,73 €
CFG	-3 000 000,00 €	556 307,75 €	601 351,53 €	602 912,97 €	477 109,76 €	457 234,45 €	560 574,95 €	400 281,63 €	518 640,89 €	518 640,89 €	518 640,89 €
TA	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
FA	1	0,934579439	0,873438728	0,816297877	0,762895212	0,712986179	0,666342224	0,622749742	0,582009105	0,543933743	0,508349292
CFIA	-3 000 000,00 €	-31 878,36 €	-29 792,86 €	-27 843,79 €	-26 022,23 €	-24 319,84 €	-22 728,83 €	-21 241,89 €	-19 852,24 €	-18 553,49 €	-17 339,71 €
CFEA	0,00 €	551 792,14 €	555 036,57 €	520 000,37 €	390 006,99 €	350 321,69 €	396 263,59 €	270 517,18 €	321 705,96 €	300 659,77 €	280 990,44 €
CFGA	-3 000 000,00 €	519 913,78 €	525 243,71 €	492 156,58 €	363 984,75 €	326 001,85 €	373 534,76 €	249 275,28 €	301 853,72 €	282 106,28 €	263 650,73 €
CFGA acum.	-3 000 000,00 €	-2 480 086,22 €	-1 954 842,51 €	-1 462 685,93 €	-1 098 701,18 €	-772 699,33 €	-399 164,57 €	-149 889,29 €	151 964,43 €	434 070,70 €	697 721,43 €
CFI acum.	-3 239 573,24 €										
CFE acum.	3 937 294,67 €										
VAL	652 076,10 €										
TIR	12%										
PRC	8,23										
IR	1,2154										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 12. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 3 MW com CFE a 30%.

SOLAR 30%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-3 000 000,00 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €
CFE	0,00 €	354 250,55 €	381 276,82 €	382 213,68 €	306 731,76 €	294 806,58 €	356 810,87 €	260 634,88 €	331 650,44 €	331 650,44 €	331 650,44 €
CFG	-3 000 000,00 €	320 140,71 €	347 166,98 €	348 103,84 €	272 621,92 €	260 696,74 €	322 701,03 €	226 525,04 €	297 540,60 €	297 540,60 €	297 540,60 €
TA	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
FA	1	0,934579439	0,873438728	0,816297877	0,762895212	0,712986179	0,666342224	0,622749742	0,582009105	0,543933743	0,508349292
CFIA	-3 000 000,00 €	-31 878,36 €	-29 792,86 €	-27 843,79 €	-26 022,23 €	-24 319,84 €	-22 728,83 €	-21 241,89 €	-19 852,24 €	-18 553,49 €	-17 339,71 €
CFEA	0,00 €	331 075,28 €	333 021,94 €	312 000,22 €	234 004,19 €	210 193,01 €	237 758,15 €	162 310,31 €	193 023,57 €	180 395,86 €	168 594,26 €
CFGA	-3 000 000,00 €	299 196,93 €	303 229,09 €	284 156,43 €	207 981,96 €	185 873,17 €	215 029,32 €	141 068,41 €	173 171,34 €	161 842,37 €	151 254,55 €
CFGA acum.	-3 000 000,00 €	-2 700 803,07 €	-2 397 573,99 €	-2 113 417,56 €	-1 905 435,60 €	-1 719 562,43 €	-1 504 533,11 €	-1 363 464,69 €	-1 190 293,36 €	-1 028 450,99 €	-877 196,44 €
CFI acum.	-3 239 573,24 €										
CFE acum.	2 362 376,80 €										
VAL	-819 809,75 €										
TIR	0%										
PRC	13,71										
IR	0,7292										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 13. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 5 MW com CFE a 100%.

SOLAR 100%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-5 000 000,00 €	-56 849,73 €	-56 849,73 €	-56 849,73 €	-56 849,73 €	-56 849,73 €	-56 849,73 €	-56 849,73 €	-56 849,73 €	-56 849,73 €	-56 849,73 €
CFE	0,00 €	1 968 058,62 €	2 118 204,55 €	2 123 409,36 €	1 704 065,34 €	1 637 814,31 €	1 982 282,63 €	1 447 971,57 €	1 564 525,93 €	1 564 525,93 €	1 564 525,93 €
CFG	-5 000 000,00 €	1 911 208,89 €	2 061 354,82 €	2 066 559,63 €	1 647 215,61 €	1 580 964,58 €	1 925 432,90 €	1 391 121,84 €	1 507 676,20 €	1 507 676,20 €	1 507 676,20 €
TA	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
FA	1	0,934579439	0,873438728	0,816297877	0,762895212	0,712986179	0,666342224	0,622749742	0,582009105	0,543933743	0,508349292
CFIA	-5 000 000,00 €	-53 130,59 €	-49 654,76 €	-46 406,31 €	-43 370,39 €	-40 533,07 €	-37 881,38 €	-35 403,15 €	-33 087,06 €	-30 922,49 €	-28 899,52 €
CFEA	0,00 €	1 839 307,12 €	1 850 121,89 €	1 733 334,55 €	1 300 023,29 €	1 167 738,97 €	1 320 878,62 €	901 723,92 €	910 568,34 €	850 998,44 €	795 325,65 €
CFGA	-5 000 000,00 €	1 786 176,53 €	1 800 467,14 €	1 686 928,24 €	1 256 652,90 €	1 127 205,90 €	1 282 997,24 €	866 320,77 €	877 481,28 €	820 075,96 €	766 426,13 €
CFGA acum.	-5 000 000,00 €	-3 213 823,47 €	-1 413 356,33 €	273 571,90 €	1 530 224,80 €	2 657 430,70 €	3 940 427,94 €	4 806 748,71 €	5 684 229,99 €	6 504 305,94 €	7 270 732,07 €
CFI acum.	-5 399 288,71 €										
CFE acum.	12 670 020,79 €										
VAL	6 795 076,70 €										
TIR	35%										
PRC	4,2615										
IR	2,3466										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 14. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 5 MW com CFE a 50%.

SOLAR 50%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-5 000 000,00 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €
CFE	0,00 €	984 029,31 €	1 059 102,28 €	1 061 704,68 €	852 032,67 €	818 907,16 €	991 141,32 €	723 985,78 €	782 262,97 €	782 262,97 €	782 262,97 €
CFG	-5 000 000,00 €	949 919,47 €	1 024 992,44 €	1 027 594,84 €	817 922,83 €	784 797,32 €	957 031,48 €	689 875,94 €	748 153,13 €	748 153,13 €	748 153,13 €
TA	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
FA	1	0,934579439	0,873438728	0,816297877	0,762895212	0,712986179	0,666342224	0,622749742	0,582009105	0,543933743	0,508349292
CFIA	-5 000 000,00 €	-31 878,36 €	-29 792,86 €	-27 843,79 €	-26 022,23 €	-24 319,84 €	-22 728,83 €	-21 241,89 €	-19 852,24 €	-18 553,49 €	-17 339,71 €
CFEA	0,00 €	919 653,56 €	925 060,95 €	866 667,28 €	650 011,64 €	583 869,48 €	660 439,31 €	450 861,96 €	455 284,17 €	425 499,22 €	397 662,82 €
CFGA	-5 000 000,00 €	887 775,20 €	895 268,09 €	838 823,49 €	623 989,41 €	559 549,64 €	637 710,48 €	429 620,07 €	435 431,93 €	406 945,73 €	380 323,11 €
CFGA acum.	-5 000 000,00 €	-4 112 224,80 €	-3 216 956,71 €	-2 378 133,22 €	-1 754 143,81 €	-1 194 594,17 €	-556 883,69 €	-127 263,62 €	308 168,31 €	715 114,04 €	1 095 437,15 €
CFI acum.	-5 239 573,24 €										
CFE acum.	6 335 010,39 €										
VAL	1 023 773,04 €										
TIR	12%										
PRC	8,27										
IR	1,2091										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 15. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 5 MW com CFE a 30%.

SOLAR 30%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-5 000 000,00 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €
CFE	0,00 €	590 417,59 €	635 461,37 €	637 022,81 €	511 219,60 €	491 344,29 €	594 684,79 €	434 391,47 €	469 357,78 €	469 357,78 €	469 357,78 €
CFG	-5 000 000,00 €	556 307,75 €	601 351,53 €	602 912,97 €	477 109,76 €	457 234,45 €	560 574,95 €	400 281,63 €	435 247,94 €	435 247,94 €	435 247,94 €
TA	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
FA	1	0,934579439	0,873438728	0,816297877	0,762895212	0,712986179	0,666342224	0,622749742	0,582009105	0,543933743	0,508349292
CFIA	-5 000 000,00 €	-31 878,36 €	-29 792,86 €	-27 843,79 €	-26 022,23 €	-24 319,84 €	-22 728,83 €	-21 241,89 €	-19 852,24 €	-18 553,49 €	-17 339,71 €
CFEA	0,00 €	551 792,14 €	555 036,57 €	520 000,37 €	390 006,99 €	350 321,69 €	396 263,59 €	270 517,18 €	273 170,50 €	255 299,53 €	238 597,69 €
CFGA	-5 000 000,00 €	519 913,78 €	525 243,71 €	492 156,58 €	363 984,75 €	326 001,85 €	373 534,76 €	249 275,28 €	253 318,26 €	236 746,04 €	221 257,98 €
CFGA acum.	-5 000 000,00 €	-4 480 086,22 €	-3 954 842,51 €	-3 462 685,93 €	-3 098 701,18 €	-2 772 699,33 €	-2 399 164,57 €	-2 149 889,29 €	-1 896 571,03 €	-1 659 824,99 €	-1 438 567,01 €
CFI acum.	-5 239 573,24 €										
CFE acum.	3 801 006,24 €										
VAL	-1 344 455,15 €										
TIR	0%										
PRC	13,78										
IR	0,7254										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 16. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 10 MW com CFE a 100%.

SOLAR 100%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-10 000 000,00 €	-113 699,46 €	-113 699,46 €	-113 699,46 €	-113 699,46 €	-113 699,46 €	-113 699,46 €	-113 699,46 €	-113 699,46 €	-113 699,46 €	-113 699,46 €
CFE	0,00 €	3 936 117,23 €	4 236 409,11 €	4 246 818,72 €	3 408 130,67 €	3 275 628,62 €	3 964 565,27 €	2 895 943,14 €	3 685 004,84 €	3 685 004,84 €	3 685 004,84 €
CFG	-10 000 000,00 €	3 822 417,77 €	4 122 709,65 €	4 133 119,26 €	3 294 431,21 €	3 161 929,16 €	3 850 865,81 €	2 782 243,68 €	3 571 305,38 €	3 571 305,38 €	3 571 305,38 €
TA	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
FA	1	0,934579439	0,873438728	0,816297877	0,762895212	0,712986179	0,666342224	0,622749742	0,582009105	0,543933743	0,508349292
CFIA	-10 000 000,00 €	-106 261,18 €	-99 309,51 €	-92 812,63 €	-86 740,77 €	-81 066,14 €	-75 762,75 €	-70 806,31 €	-66 174,12 €	-61 844,97 €	-57 799,04 €
CFEA	0,00 €	3 678 614,24 €	3 700 243,78 €	3 466 669,11 €	2 600 046,57 €	2 335 477,94 €	2 641 757,24 €	1 803 447,84 €	2 144 706,37 €	2 004 398,48 €	1 873 269,60 €
CFGA	-10 000 000,00 €	3 572 353,06 €	3 600 934,27 €	3 373 856,48 €	2 513 305,80 €	2 254 411,79 €	2 565 994,49 €	1 732 641,53 €	2 078 532,25 €	1 942 553,50 €	1 815 470,56 €
CFGA acum.	-10 000 000,00 €	-6 427 646,94 €	-2 826 712,67 €	547 143,81 €	3 060 449,61 €	5 314 861,40 €	7 880 855,89 €	9 613 497,42 €	11 692 029,67 €	13 634 583,17 €	15 450 053,74 €
CFI acum.	-10 798 577,43 €										
CFE acum.	26 248 631,17 €										
VAL	14 439 302,56 €										
TIR	27%										
PRC	4,11										
IR	2,4307										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 17. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 10 MW com CFE a 50%.

SOLAR 50%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-10 000 000,00 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €
CFE	0,00 €	1 968 058,62 €	2 118 204,55 €	2 123 409,36 €	1 704 065,34 €	1 637 814,31 €	1 982 282,63 €	1 447 971,57 €	1 842 502,42 €	1 842 502,42 €	1 842 502,42 €
CFG	-10 000 000,00 €	1 933 948,78 €	2 084 094,71 €	2 089 299,52 €	1 669 955,50 €	1 603 704,47 €	1 948 172,79 €	1 413 861,73 €	1 808 392,58 €	1 808 392,58 €	1 808 392,58 €
TA	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
FA	1	0,934579439	0,873438728	0,816297877	0,762895212	0,712986179	0,666342224	0,622749742	0,582009105	0,543933743	0,508349292
CFIA	-10 000 000,00 €	-31 878,36 €	-29 792,86 €	-27 843,79 €	-26 022,23 €	-24 319,84 €	-22 728,83 €	-21 241,89 €	-19 852,24 €	-18 553,49 €	-17 339,71 €
CFEA	0,00 €	1 839 307,12 €	1 850 121,89 €	1 733 334,55 €	1 300 023,29 €	1 167 738,97 €	1 320 878,62 €	901 723,92 €	1 072 353,18 €	1 002 199,24 €	936 634,80 €
CFGA	-10 000 000,00 €	1 807 428,76 €	1 820 329,04 €	1 705 490,76 €	1 274 001,05 €	1 143 419,12 €	1 298 149,79 €	880 482,03 €	1 052 500,95 €	983 645,75 €	919 295,09 €
CFGA acum.	-10 000 000,00 €	-8 192 571,24 €	-6 372 242,20 €	-4 666 751,44 €	-3 392 750,38 €	-2 249 331,26 €	-951 181,47 €	-70 699,44 €	981 801,51 €	1 965 447,25 €	2 884 742,34 €
CFI acum.	-10 239 573,24 €										
CFE acum.	13 124 315,58 €										
VAL	2 696 020,88 €										
TIR	13%										
PRC	7,80										
IR	1,2817										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 18. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central solar de 10 MW com CFE a 30%.

SOLAR 30%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-10 000 000,00 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €	-34 109,84 €
CFE	0,00 €	1 180 835,17 €	1 270 922,73 €	1 274 045,62 €	1 022 439,20 €	982 688,59 €	1 189 369,58 €	868 782,94 €	1 105 501,45 €	1 105 501,45 €	1 105 501,45 €
CFG	-10 000 000,00 €	1 146 725,33 €	1 236 812,89 €	1 239 935,78 €	988 329,36 €	948 578,75 €	1 155 259,74 €	834 673,10 €	1 071 391,61 €	1 071 391,61 €	1 071 391,61 €
TA	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
FA	1	0,934579439	0,873438728	0,816297877	0,762895212	0,712986179	0,666342224	0,622749742	0,582009105	0,543933743	0,508349292
CFIA	-10 000 000,00 €	-31 878,36 €	-29 792,86 €	-27 843,79 €	-26 022,23 €	-24 319,84 €	-22 728,83 €	-21 241,89 €	-19 852,24 €	-18 553,49 €	-17 339,71 €
CFEA	0,00 €	1 103 584,27 €	1 110 073,14 €	1 040 000,73 €	780 013,97 €	700 643,38 €	792 527,17 €	541 034,35 €	643 411,91 €	601 319,54 €	561 980,88 €
CFGA	-10 000 000,00 €	1 071 705,92 €	1 080 280,28 €	1 012 156,94 €	753 991,74 €	676 323,54 €	769 798,34 €	519 792,46 €	623 559,67 €	582 766,05 €	544 641,17 €
CFGA acum.	-10 000 000,00 €	-8 928 294,08 €	-7 848 013,80 €	-6 835 856,86 €	-6 081 865,12 €	-5 405 541,59 €	-4 635 743,24 €	-4 115 950,78 €	-3 492 391,11 €	-2 909 625,06 €	-2 364 983,89 €
CFI acum.	-10 239 573,24 €										
CFE acum.	7 874 589,35 €										
VAL	-2 210 265,32 €										
TIR	1%										
PRC	13,00										
IR	0,7690										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

5.2. Centrais eólicas

Para as centrais eólicas, o cálculo dos custos de instalação foi um pouco mais complexo. Primeiramente, obtiveram-se os preços das turbinas segundo o índice da Bloomberg (BNEF, 2018). Este índice foi convertido para euros (tabela 17) e, de seguida, foi calculado o preço das turbinas para as três centrais de capacidades diferentes, na tabela 18.

Tabela 19. Conversão do índice do preço das turbinas de dólares para euros.

Preço por MW 2018 (\$)	Preço por MW 2018 (€)
\$1 030 000,00	884 651,72 €

Taxa de câmbio: 0,85889 €/€

Tabela 20. Custo/preço das turbinas nas centrais eólicas de 3, 5 e 10 MW.

	Parque com 3 MW	Parque com 5 MW	Parque com 10 MW
Preço turbinas	2 653 955,16 €	4 423 258,60 €	8 846 517,20 €

Após a obtenção destes custos, os restantes custos associados à instalação da central foram obtidos de acordo com Blanco (2009), que determinou as diferentes percentagens relativas a cada componente do custo total de implementação. Nas tabelas 19, 20 e 21 aplicaram-se estas percentagens para cálculo do custo total de instalação das três diferentes centrais.

Tabela 21. Custos de instalação de uma central eólica de 3, 5 e 10 MW.

3 MW	Preço	% preços
Turbinas	2 653 955,16 €	0,64
Alicerces	663 488,79 €	0,16
Ligação à rede	456 148,54 €	0,11
Planificação	373 212,44 €	0,09
TOTAL	4 146 804,94 €	1
5 MW	Preço	% preços
Turbinas	4 423 258,60 €	0,64
Alicerces	663 488,79 €	0,16
Ligação à rede	456 148,54 €	0,11
Planificação	373 212,44 €	0,09
TOTAL	5 916 108,38 €	1
10 MW	Preço	% preços
Turbinas	8 846 517,20 €	0,64
Alicerces	663 488,79 €	0,16
Ligação à rede	456 148,54 €	0,11
Planificação	373 212,44 €	0,09
TOTAL	10 339 366,98 €	1

Os custos de O&M foram convertidos de dólares para euros, e os seus valores anuais para as três diferentes centrais encontram-se na tabela 22.

Tabela 22. Custos de O&M das centrais eólicas de 3, 5 e 10 MW.

O&M 3 MW	\$/ano	€/ano
	\$62 400,00	52 030,37 €
O&M 5 MW	\$/ano	€/ano
	\$104 000,00	86 717,28 €
O&M 10 MW	\$/ano	€/ano
	\$208 000,00	173 434,56 €

Taxa de câmbio: 0,83382 €/ \$

A partir destes valores, obteve-se o *cash flow* de investimento e foi então possível partir para a construção das tabelas 23 a 31, que apresentam todos os *cash flows* associados a estes três investimentos específicos num período de 10 anos. O *cash flow* de exploração em cada um dos casos teve como base o retorno calculado de 2010 a 2017 do ano 1 ao ano 8, sendo que para os anos 9 e 10 foi usado novamente o retorno de 2017 devido à inexistência de mais dados, e também por serem os mais recentes e que, por essa razão, representam melhor o presente.

Sendo assim, para as tabelas 23, 24 e 25 foi calculado o retorno de uma central de 3 MW em três cenários diferentes, pois assumiu-se que nem sempre uma central poderá produzir a 100%, dependendo isto da sua localização, por exemplo. No entanto, essa percentagem é algo que não foi possível encontrar na literatura, daí ter-se assumido três valores distintos para retratar cenários diferentes: 100%, 50% e 30%. Para as tabelas restantes (26 a 31) foram utilizadas as mesmas percentagens, calculadas para as capacidades de 5 MW e 10 MW.

Tabela 23. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 3 MW com CFE a 100%.

EÓLICA 100%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-4 146 804,93 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €
CFE	0,00 €	1 025 103,19 €	1 290 129,12 €	1 291 736,19 €	1 250 585,98 €	1 112 216,50 €	1 363 858,21 €	1 042 226,41 €	1 423 926,11 €	1 423 926,11 €	1 423 926,11 €
CFG	-4 146 804,93 €	973 072,82 €	1 238 098,75 €	1 239 705,82 €	1 198 555,61 €	1 060 186,13 €	1 311 827,84 €	990 196,04 €	1 371 895,74 €	1 371 895,74 €	1 371 895,74 €
TA	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%
FA	1	0,932400932	0,869371499	0,810602796	0,755806803	0,704714968	0,657076893	0,612659108	0,571243923	0,532628367	0,496623186
CFIA	-4 146 804,93 €	-48 513,17 €	-45 233,72 €	-42 175,96 €	-39 324,91 €	-36 666,58 €	-34 187,95 €	-31 876,88 €	-29 722,03 €	-27 712,85 €	-25 839,49 €
CFEA	0,00 €	955 807,17 €	1 121 601,49 €	1 047 084,97 €	945 201,39 €	783 795,61 €	896 159,72 €	638 529,50 €	813 409,14 €	758 423,44 €	707 154,72 €
CFGA	-4 146 804,93 €	907 294,01 €	1 076 367,77 €	1 004 909,00 €	905 876,48 €	747 129,03 €	861 971,76 €	606 652,62 €	783 687,10 €	730 710,59 €	681 315,23 €
CFGA acum.	-4 146 804,93 €	-3 239 510,92 €	-2 163 143,15 €	-1 158 234,15 €	-252 357,67 €	494 771,37 €	1 356 743,13 €	1 963 395,75 €	2 747 082,85 €	3 477 793,44 €	4 159 108,67 €
CFI acum.	-4 508 058,47 €										
CFE acum.	8 667 167,15 €										
VAL	2 561 382,62 €										
TIR	25%										
PRC	5,20										
IR	1,92259										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 24. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 3 MW com CFE a 50%.

EÓLICA 50%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-4 146 804,93 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €
CFE	0,00 €	512 551,60 €	645 064,56 €	645 868,09 €	625 292,99 €	556 108,25 €	681 929,11 €	521 113,20 €	711 963,05 €	711 963,05 €	711 963,05 €
CFG	-4 146 804,93 €	460 521,23 €	593 034,19 €	593 837,72 €	573 262,62 €	504 077,88 €	629 898,74 €	469 082,83 €	659 932,68 €	659 932,68 €	659 932,68 €
TA	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%
FA	1	0,932400932	0,869371499	0,810602796	0,755806803	0,704714968	0,657076893	0,612659108	0,571243923	0,532628367	0,496623186
CFIA	-4 146 804,93 €	-48 513,17 €	-45 233,72 €	-42 175,96 €	-39 324,91 €	-36 666,58 €	-34 187,95 €	-31 876,88 €	-29 722,03 €	-27 712,85 €	-25 839,49 €
CFEA	0,00 €	477 903,59 €	560 800,74 €	523 542,48 €	472 600,70 €	391 897,81 €	448 079,86 €	319 264,75 €	406 704,57 €	379 211,72 €	353 577,36 €
CFGa	-4 146 804,93 €	429 390,42 €	515 567,02 €	481 366,52 €	433 275,79 €	355 231,23 €	413 891,91 €	287 387,87 €	376 982,54 €	351 498,87 €	327 737,87 €
CFGa acum.	-4 146 804,93 €	-3 717 414,51 €	-3 201 847,48 €	-2 720 480,96 €	-2 287 205,18 €	-1 931 973,95 €	-1 518 082,05 €	-1 230 694,18 €	-853 711,64 €	-502 212,77 €	-174 474,90 €
CFI acum.	-4 508 058,47 €										
CFE acum.	4 333 583,57 €										
VAL	-796 001,53 €										
TIR	6%										
PRC	10,40										
IR	0,96130										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGa: *cash flow* global atualizado

CFGa acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 25. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 3 MW com CFE a 30%.

EÓLICA 30%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-4 146 804,93 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €	-52 030,37 €
CFE	0,00 €	307 530,96 €	387 038,74 €	387 520,86 €	375 175,79 €	333 664,95 €	409 157,46 €	312 667,92 €	427 177,83 €	427 177,83 €	427 177,83 €
CFG	-4 146 804,93 €	255 500,59 €	335 008,37 €	335 490,49 €	323 145,42 €	281 634,58 €	357 127,09 €	260 637,55 €	375 147,46 €	375 147,46 €	375 147,46 €
TA	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%
FA	1	0,932400932	0,869371499	0,810602796	0,755806803	0,704714968	0,657076893	0,612659108	0,571243923	0,532628367	0,496623186
CFIA	-4 146 804,93 €	-48 513,17 €	-45 233,72 €	-42 175,96 €	-39 324,91 €	-36 666,58 €	-34 187,95 €	-31 876,88 €	-29 722,03 €	-27 712,85 €	-25 839,49 €
CFEA	0,00 €	286 742,15 €	336 480,45 €	314 125,49 €	283 560,42 €	235 138,68 €	268 847,92 €	191 558,85 €	244 022,74 €	227 527,03 €	212 146,42 €
CFGA	-4 146 804,93 €	238 228,99 €	291 246,73 €	271 949,53 €	244 235,51 €	198 472,10 €	234 659,96 €	159 681,97 €	214 300,71 €	199 814,18 €	186 306,93 €
CFGA acum.	-4 146 804,93 €	-3 908 575,94 €	-3 617 329,22 €	-3 345 379,69 €	-3 101 144,18 €	-2 902 672,08 €	-2 668 012,12 €	-2 508 330,15 €	-2 294 029,44 €	-2 094 215,26 €	-1 907 908,33 €
CFI acum.	-4 508 058,47 €										
CFE acum.	2 600 150,14 €										
VAL	-2 138 955,19 €										
TIR	-4%										
PRC	17,34										
IR	0,57678										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 26. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 5 MW com CFE a 100%.

EÓLICA 100%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-5 916 108,38 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €
CFE	0,00 €	1 025 103,19 €	1 290 129,12 €	1 291 736,19 €	1 250 585,98 €	1 112 216,50 €	1 363 858,21 €	1 042 226,41 €	1 423 926,11 €	1 423 926,11 €	1 423 926,11 €
CFG	-5 916 108,38 €	938 385,91 €	1 203 411,84 €	1 205 018,91 €	1 163 868,70 €	1 025 499,22 €	1 277 140,93 €	955 509,13 €	1 337 208,83 €	1 337 208,83 €	1 337 208,83 €
TA	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%
FA	1	0,932400932	0,869371499	0,810602796	0,755806803	0,704714968	0,657076893	0,612659108	0,571243923	0,532628367	0,496623186
CFIA	-5 916 108,38 €	-80 855,27 €	-75 389,53 €	-70 293,27 €	-65 541,51 €	-61 110,97 €	-56 979,92 €	-53 128,13 €	-49 536,72 €	-46 188,08 €	-43 065,81 €
CFEA	0,00 €	955 807,17 €	1 121 601,49 €	1 047 084,97 €	945 201,39 €	783 795,61 €	896 159,72 €	638 529,50 €	813 409,14 €	758 423,44 €	707 154,72 €
CFGA	-5 916 108,38 €	874 951,90 €	1 046 211,96 €	976 791,70 €	879 659,88 €	722 684,65 €	839 179,80 €	585 401,37 €	763 872,42 €	712 235,35 €	664 088,91 €
CFGA acum.	-5 916 108,38 €	-5 041 156,48 €	-3 994 944,52 €	-3 018 152,82 €	-2 138 492,94 €	-1 415 808,29 €	-576 628,50 €	8 772,87 €	772 645,29 €	1 484 880,64 €	2 148 969,55 €
CFI acum.	-6 518 197,59 €										
CFE acum.	8 667 167,15 €										
VAL	720 415,19 €										
TIR	14%										
PRC	7,52										
IR	1,32969										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 27. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 5 MW com CFE a 50%.

EÓLICA 50%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-5 916 108,38 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €
CFE	0,00 €	854 252,66 €	1 075 107,60 €	1 076 446,82 €	1 042 154,98 €	926 847,08 €	1 136 548,51 €	868 522,01 €	1 186 605,09 €	1 186 605,09 €	1 186 605,09 €
CFG	-5 916 108,38 €	767 535,38 €	988 390,32 €	989 729,54 €	955 437,70 €	840 129,80 €	1 049 831,23 €	781 804,73 €	1 099 887,81 €	1 099 887,81 €	1 099 887,81 €
TA	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%
FA	1	0,932400932	0,869371499	0,810602796	0,755806803	0,704714968	0,657076893	0,612659108	0,571243923	0,532628367	0,496623186
CFIA	-5 916 108,38 €	-80 855,27 €	-75 389,53 €	-70 293,27 €	-65 541,51 €	-61 110,97 €	-56 979,92 €	-53 128,13 €	-49 536,72 €	-46 188,08 €	-43 065,81 €
CFEA	0,00 €	796 505,98 €	934 667,91 €	872 570,81 €	787 667,83 €	653 163,01 €	746 799,76 €	532 107,92 €	677 840,95 €	632 019,53 €	589 295,60 €
CFGA	-5 916 108,38 €	715 650,71 €	859 278,38 €	802 277,54 €	722 126,32 €	592 052,04 €	689 819,84 €	478 979,79 €	628 304,23 €	585 831,45 €	546 229,79 €
CFGA acum.	-5 916 108,38 €	-5 200 457,67 €	-4 341 179,30 €	-3 538 901,76 €	-2 816 775,44 €	-2 224 723,40 €	-1 534 903,55 €	-1 055 923,77 €	-427 619,54 €	158 211,91 €	704 441,70 €
CFI acum.	-6 518 197,59 €										
CFE acum.	7 222 639,29 €										
VAL	-398 712,86 €										
TIR	10%										
PRC	9,02										
IR	1,10807										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 28. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 5 MW com CFE a 30%.

EÓLICA 30%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-5 916 108,38 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €	-86 717,28 €
CFE	0,00 €	512 551,60 €	645 064,56 €	645 868,09 €	625 292,99 €	556 108,25 €	681 929,11 €	521 113,20 €	711 963,05 €	711 963,05 €	711 963,05 €
CFG	-5 916 108,38 €	425 834,32 €	558 347,28 €	559 150,81 €	538 575,71 €	469 390,97 €	595 211,83 €	434 395,92 €	625 245,77 €	625 245,77 €	625 245,77 €
TA	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%
FA	1	0,932400932	0,869371499	0,810602796	0,755806803	0,704714968	0,657076893	0,612659108	0,571243923	0,532628367	0,496623186
CFIA	-5 916 108,38 €	-80 855,27 €	-75 389,53 €	-70 293,27 €	-65 541,51 €	-61 110,97 €	-56 979,92 €	-53 128,13 €	-49 536,72 €	-46 188,08 €	-43 065,81 €
CFEA	0,00 €	477 903,59 €	560 800,74 €	523 542,48 €	472 600,70 €	391 897,81 €	448 079,86 €	319 264,75 €	406 704,57 €	379 211,72 €	353 577,36 €
CFGA	-5 916 108,38 €	397 048,31 €	485 411,21 €	453 249,21 €	407 059,19 €	330 786,84 €	391 099,94 €	266 136,62 €	357 167,85 €	333 023,64 €	310 511,55 €
CFGA acum.	-5 916 108,38 €	-5 519 060,06 €	-5 033 648,85 €	-4 580 399,64 €	-4 173 340,45 €	-3 842 553,61 €	-3 451 453,67 €	-3 185 317,05 €	-2 828 149,20 €	-2 495 125,57 €	-2 184 614,02 €
CFI acum.	-6 518 197,59 €										
CFE acum.	4 333 583,57 €										
VAL	-2 636 968,95 €										
TIR	-1%										
PRC	15,04										
IR	0,66484										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 29. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 10 MW com CFE a 100%.

EÓLICA 100%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-10 339 366,98 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €
CFE	0,00 €	3 417 010,65 €	4 300 430,41 €	4 305 787,30 €	4 168 619,93 €	3 707 388,32 €	4 546 194,05 €	3 474 088,03 €	4 746 420,36 €	4 746 420,36 €	4 746 420,36 €
CFG	-10 339 366,98 €	3 243 576,09 €	4 126 995,85 €	4 132 352,74 €	3 995 185,37 €	3 533 953,76 €	4 372 759,49 €	3 300 653,47 €	4 572 985,80 €	4 572 985,80 €	4 572 985,80 €
TA	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%
FA	1	0,932400932	0,869371499	0,810602796	0,755806803	0,704714968	0,657076893	0,612659108	0,571243923	0,532628367	0,496623186
CFIA	-10 339 366,98 €	-161 710,55 €	-150 779,06 €	-140 586,54 €	-131 083,02 €	-122 221,93 €	-113 959,84 €	-106 256,26 €	-99 073,44 €	-92 376,17 €	-86 131,62 €
CFEA	0,00 €	3 186 023,91 €	3 738 671,63 €	3 490 283,22 €	3 150 671,31 €	2 612 652,04 €	2 987 199,06 €	2 128 431,67 €	2 711 363,79 €	2 528 078,12 €	2 357 182,40 €
CFGA	-10 339 366,98 €	3 024 313,37 €	3 587 892,57 €	3 349 696,68 €	3 019 588,28 €	2 490 430,11 €	2 873 239,22 €	2 022 175,41 €	2 612 290,35 €	2 435 701,96 €	2 271 050,78 €
CFGA acum.	-10 339 366,98 €	-7 315 053,61 €	-3 727 161,04 €	-377 464,36 €	2 642 123,93 €	5 132 554,04 €	8 005 793,25 €	10 027 968,66 €	12 640 259,01 €	15 075 960,97 €	17 347 011,75 €
CFI acum.	-11 543 545,41 €										
CFE acum.	28 890 557,16 €										
VAL	11 785 789,29 €										
TIR	35%										
PRC	4,00										
IR	2,50275										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 30. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 10 MW com CFE a 50%.

EÓLICA 50%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-10 339 366,98 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €
CFE	0,00 €	1 708 505,32 €	2 150 215,21 €	2 152 893,65 €	2 084 309,97 €	1 853 694,16 €	2 273 097,02 €	1 737 044,01 €	2 373 210,18 €	2 373 210,18 €	2 373 210,18 €
CFG	-10 339 366,98 €	1 535 070,76 €	1 976 780,65 €	1 979 459,09 €	1 910 875,41 €	1 680 259,60 €	2 099 662,46 €	1 563 609,45 €	2 199 775,62 €	2 199 775,62 €	2 199 775,62 €
TA	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%
FA	1	0,932400932	0,869371499	0,810602796	0,755806803	0,704714968	0,657076893	0,612659108	0,571243923	0,532628367	0,496623186
CFIA	-10 339 366,98 €	-161 710,55 €	-150 779,06 €	-140 586,54 €	-131 083,02 €	-122 221,93 €	-113 959,84 €	-106 256,26 €	-99 073,44 €	-92 376,17 €	-86 131,62 €
CFEA	0,00 €	1 593 011,96 €	1 869 335,82 €	1 745 141,61 €	1 575 335,65 €	1 306 326,02 €	1 493 599,53 €	1 064 215,84 €	1 355 681,89 €	1 264 039,06 €	1 178 591,20 €
CFGA	-10 339 366,98 €	1 431 301,41 €	1 718 556,75 €	1 604 555,07 €	1 444 252,63 €	1 184 104,09 €	1 379 639,69 €	957 959,57 €	1 256 608,46 €	1 171 662,90 €	1 092 459,58 €
CFGA acum.	-10 339 366,98 €	-8 908 065,57 €	-7 189 508,81 €	-5 584 953,74 €	-4 140 701,11 €	-2 956 597,02 €	-1 576 957,33 €	-618 997,76 €	637 610,70 €	1 809 273,59 €	2 901 733,17 €
CFI acum.	-11 543 545,41 €										
CFE acum.	14 445 278,58 €										
VAL	594 508,81 €										
TIR	13%										
PRC	7,99										
IR	1,25137										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

Tabela 31. *Cash flow* e indicadores de avaliação do projeto de uma central eólica de 10 MW com CFE a 30%.

EÓLICA 30%	Anos										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CFI	-10 339 366,98 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €	-173 434,56 €
CFE	0,00 €	1 025 103,19 €	1 290 129,12 €	1 291 736,19 €	1 250 585,98 €	1 112 216,50 €	1 363 858,21 €	1 042 226,41 €	1 423 926,11 €	1 423 926,11 €	1 423 926,11 €
CFG	-10 339 366,98 €	851 668,63 €	1 116 694,56 €	1 118 301,63 €	1 077 151,42 €	938 781,94 €	1 190 423,65 €	868 791,85 €	1 250 491,55 €	1 250 491,55 €	1 250 491,55 €
TA	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%
FA	1	0,932400932	0,869371499	0,810602796	0,755806803	0,704714968	0,657076893	0,612659108	0,571243923	0,532628367	0,496623186
CFIA	-10 339 366,98 €	-161 710,55 €	-150 779,06 €	-140 586,54 €	-131 083,02 €	-122 221,93 €	-113 959,84 €	-106 256,26 €	-99 073,44 €	-92 376,17 €	-86 131,62 €
CFEA	0,00 €	955 807,17 €	1 121 601,49 €	1 047 084,97 €	945 201,39 €	783 795,61 €	896 159,72 €	638 529,50 €	813 409,14 €	758 423,44 €	707 154,72 €
CFGA	-10 339 366,98 €	794 096,63 €	970 822,43 €	906 498,43 €	814 118,37 €	661 573,68 €	782 199,88 €	532 273,24 €	714 335,70 €	666 047,27 €	621 023,10 €
CFGA acum.	-10 339 366,98 €	-9 545 270,35 €	-8 574 447,92 €	-7 667 949,50 €	-6 853 831,12 €	-6 192 257,44 €	-5 410 057,57 €	-4 877 784,33 €	-4 163 448,63 €	-3 497 401,36 €	-2 876 378,26 €
CFI acum.	-11 543 545,41 €										
CFE acum.	8 667 167,15 €										
VAL	-3 882 003,38 €										
TIR	1%										
PRC	13,32										
IR	0,75082										

CFI: *cash flow* de investimento

CFE: *cash flow* de exploração

CFG: *cash flow* global

TA: taxa de atualização

FA: fator de atualização

CFIA: *cash flow* de investimento atualizado

CFEA: *cash flow* de exploração atualizado

CFGA: *cash flow* global atualizado

CFGA acum.: *cash flow* global atualizado acumulado

CFI acum.: *cash flow* de investimento acumulado

CFE acum.: *cash flow* de exploração acumulado

VAL: Valor Atualizado Líquido

TIR: Taxa Interna de Rentabilidade

PRC: Período de recuperação (*Payback period*)

IR: Índice de rentabilidade

6. Conclusões

Como já foi referido, a implementação das energias renováveis é uma das principais estratégias de combate às alterações climáticas e na transição para uma economia mais baixa em carbono. A descarbonização da economia, por si só, pode trazer impactos económicos positivos, pois pode trazer novas oportunidades de emprego, por exemplo.

Todos os potenciais impactos a um nível macroeconómico têm sido tidos em conta nas políticas relativas às alterações climáticas de vários países, incluindo na *Green Growth Strategy*, promovida pela OCDE em 2009 que tinha como objetivo o aumento da recuperação económica através de um crescimento sustentável a longo prazo (OCDE, 2009). No entanto, é sabido que o desenvolvimento e implementação de energias renováveis não é possível sem que haja custos. Aliás, as fontes renováveis necessitam de um investimento inicial superior, quando comparadas com outras fontes de produção de energia, e a criação de empregos previamente mencionada pode vir ao custo de outros postos que poderão ser perdidos (Blazejczak *et al.*, 2014). De tudo isto advém a dificuldade de análise de investimentos em energias renováveis e a necessidade de realização de um maior número de estudos que ajudem a entender melhor os diferentes efeitos da sua implementação.

Desta forma, deverá haver um rigoroso planeamento e um estudo cuidadoso antes de se implementar futuras produções de energia renovável através de políticas de incentivo governamentais, de forma a que não haja um gasto de recursos económicos elevado e que o potencial efeito dessa implementação seja, de certo modo, reduzido. Todavia, a intervenção do governo pode servir como suporte às tecnologias de energias renováveis através de outros mecanismos que desaceleram os incentivos de mercado ou corrigem as suas falhas (Frondel *et al.*, 2010).

A intervenção direta do governo na implementação de novas fontes renováveis, para além de nem sempre ter resultados positivos, não é necessária para o ciclo de vida de uma central de produção. O papel do governo poderá, então, passar por canalizar esses apoios para a investigação e desenvolvimento de tecnologias de produção de energias renováveis, de forma não só a melhorar a eficiência das mesmas, como também a tentar diminuir os custos, o que poderá levar a um aumento do número de possíveis investidores.

De forma geral, não há consenso na literatura relativamente aos efeitos macroeconómicos da implementação de tecnologias de energia renovável. A OCDE (2012)

comparou diversos estudos acerca dos impactos económicos de políticas de mitigação em vários países e, na maioria dos casos, até detetou pequenos impactos negativos no PIB e na taxa de emprego. No entanto, é de notar que a magnitude dos efeitos vai depender, como sugerido por Lambert & Silva (2012) da flexibilidade do mercado de trabalho, assim como da intensidade em trabalho e os custos das energias renováveis.

Relativamente ao trabalho desenvolvido, é possível observar através da análise dos diferentes cenários de instalação de centrais solares e eólicas, tendo em conta o VAL, TIR e IR são de rejeitar, para o período em análise, todos os cenários que possuam o CFE a 30% (em ambas as fontes), pois estes obtêm todos um VAL negativo, uma TIR inferior à taxa de atualização e um IR inferior a 1. Outro caso que corresponde também a estas circunstâncias mencionadas na frase anterior é a central eólica de 3 MW com CFE a 50%, ou seja, de acordo com a interpretação destes índices, também será, à partida um investimento para rejeitar para o período em estudo. Tirando todos os outros casos, cujos três índices indicam que o investimento deve ser aceite, há um outro caso, o da central eólica de 5 MW com CFE a 50%, em que a TIR é superior à taxa de atualização e o IR superior a 1, mas o VAL é negativo, o que poderá proporcionar algumas dúvidas relativamente à viabilidade do investimento.

Resumidamente, todos os VAL, TIR e IR dos cenários analisados foram colocados na tabela 32 para facilitar a respetiva interpretação.

Tabela 32. VAL, TIR, IR e respetiva aceitação (ou não) dos cenários analisados.

			VAL	TIR	IR	Aceitar?
Solar	3 MW	100%	4 331 790,75 €	36%	2,430749	Sim
		50%	652 076,10 €	12%	1,215374	Sim
		30%	-819 809,75 €	0%	0,729225	Não
	5 MW	100%	6 795 076,70 €	35%	2,34661	Sim
		50%	1 023 773,04 €	12%	1,2091	Sim
		30%	-1 344 455,15 €	0%	0,7254	Não
	10 MW	100%	14 439 302,56 €	27%	2,4307	Sim
		50%	2 696 020,88 €	13%	1,2817	Sim
		30%	-2 210 265,32 €	1%	0,7690	Não
Eólica	3 MW	100%	2 561 382,62 €	25%	1,922594	Sim
		50%	-796 001,53 €	6%	0,96130	Não
		30%	-2 138 955,19 €	-4%	0,57678	Não
	5 MW	100%	720 415,19 €	14%	1,32969	Sim
		50%	-398 712,86 €	10%	1,10807	Inc.
		30%	-2 636 968,95 €	-1%	0,66484	Não
	10 MW	100%	11 785 789,29 €	35%	2,50275	Sim
		50%	594 508,81 €	13%	1,25137	Sim
		30%	-3 882 003,38 €	1%	0,75082	Não

Inc.: incerteza

Sendo assim, pode-se concluir que, dos cenários analisados, num total de 18, 10 deles (ou seja, 56%), de acordo com os métodos de avaliação utilizados e a sua respetiva interpretação são suscetíveis a aceitação e posterior implementação, enquanto que 7 (39% do total) indicam exatamente o contrário.

Quanto ao PRC, a sua interpretação não é tão linear como as dos índices já abordados. Segundo a bibliografia previamente mencionada (Soares *et al.*, 2012), para um investimento ser aceite, o PRC tem de ser menor que a vida útil desse mesmo investimento. Ora, Ziegler *et al.* (2018) referem que as turbinas de uma central eólica chegam ao fim do seu ciclo de vida após 20 anos, enquanto que as centrais de produção de energia solar têm uma vida útil de cerca de 25 anos (Solar DAO, 2018), começando aí a perder a sua capacidade. Como o período em estudo é inferior, a aplicação do PRC pode ser questionada. No entanto, foi possível verificar que o PRC nunca foi superior a 20 ou 25 nos cenários realizados.

Este estudo permitiu ter uma ideia de que poderá ser possível a implementação de centrais de energias renováveis no mercado de eletricidade, com a obtenção de dividendos ao fim de um determinado tempo, dentro destes cenários. No entanto, é de notar que a entrada no mercado de novos produtores trará alterações a diferentes níveis, que dificilmente podem ser previamente calculadas. Com a entrada de novos concorrentes, poderá haver mudança no paradigma dos preços da eletricidade no mercado. Estes mesmos preços já têm a característica de serem voláteis, e com certeza que sofrerão mudanças difíceis de prever que neste trabalho não foram abordadas, com a entrada de novos produtores de energia.

É de notar que, em Portugal, já estão a ser feitos esforços no sentido de implementar centrais deste tipo. A primeira grande central solar da Europa a produzir energia sem tarifas garantidas ou outros subsídios estatais foi construída no concelho de Ourique, no Alentejo, num investimento de cerca de 35 milhões de euros (Agência Lusa, 2018) e começou a produção de energia no início do mês de julho.

Esta central é “a primeira de grandes dimensões” a ser construída na Europa para operar em regime de mercado, ou seja, sem tarifas garantidas ou outros subsídios estatais que acarretam custos para os consumidores e contribuintes, e tem como objetivo “provar o novo paradigma para a energia solar na Europa” baseado no regime de mercado. Isto demonstra que poderá ser possível a coexistência de centrais de produção de energia convencionais e renováveis no mercado.

Concluindo, e tendo em conta a pergunta colocada inicialmente: “*Será possível a implementação de centrais de produção de energia a partir de fontes renováveis, como a eólica e a solar, sem ajudas por parte do governo, e de forma a ser viável económica e financeiramente?*”, a resposta dada por este trabalho é que sim, é possível, mas é de notar que todo este estudo pretende demonstrar que a ideia em si é positiva e passível de ser implementada, mas não em todos os casos. Ou seja, deve-se ter em conta todos os fatores associados à construção de uma nova central de produção e à sua consequente implementação num mercado previamente estabelecido. No fundo, espera-se que este trabalho sirva de base e, de certa forma, como incentivo a futuras iniciativas nesta área.

Neste trabalho, não só se realçou que o investimento em energias renováveis por parte do governo pode levar a resultados de certo modo perversos, como é necessário incentivar que esse mesmo investimento seja feito na investigação e desenvolvimento das

tecnologias já existentes, de forma a melhorá-las, como também na procura de novas formas e métodos de aproveitamento de fontes renováveis. Isto é importante para, a nível de cada país, diminuir a dependência de energia proveniente de outros países e, a nível global, reduzir a utilização de fontes não renováveis que causam problemas como a degradação da qualidade do ar, destruição de habitats e o aquecimento global, que trazem consequências negativas para toda a biodiversidade existente na Terra.

7. Bibliografia

- Abecassis, F., & Cabral, N. (2010). *Análise Económica e Financeira de Projectos*. Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian.
- Ackermann, T., & Söder, L. (2000). Wind energy technology and current status: a review. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 4(4), 315-374. doi: 10.1016/s1364-0321(00)00004-6
- Agência Lusa. (2018). Primeira grande central solar da Europa sem tarifas garantidas já produz em Ourique. Retirado a 5/09/2018 de <https://observador.pt/2018/07/25/primeira-grande-central-solar-da-europa-sem-tarifas-garantidas-ja-produz-em-ourique/>
- Ang, B., Zhou, P., & Tay, L. (2011). Potential for reducing global carbon emissions from electricity production—A benchmarking analysis. *Energy Policy*, 39(5), 2482-2489. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.02.013>
- APREN. (2018a). APREN – Potência. Retirado a 24/04/2018, de <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia>
- APREN. (2018b). APREN – Produção. Retirado a 24/04/2018, de <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>
- Banco de Portugal. (2018). Conversor de Moeda | Banco de Portugal. Retirado a 13/07/2018 de <https://www.bportugal.pt/conversor-moeda?mlid=604>.
- Barros, C. (2007). *Avaliação Financeira de Projectos de Investimento*. Lisboa: Escolar Editora.
- Blanco, M. (2009). The economics of wind energy. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 13(6-7), 1372-1382. doi: 10.1016/j.rser.2008.09.004
- Blanco, M., & Rodrigues, G. (2009). Direct employment in the wind energy sector: An EU study. *Energy Policy*, 37(8), 2847-2857. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.049>
- Blazejczak, J., Braun, F., Edler, D., & Schill, W. (2014). Economic effects of renewable energy expansion: A model-based analysis for Germany. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 40, 1070-1080. doi: 10.1016/j.rser.2014.07.134
- BNEF. Bloomberg New Energy Finance. (2018a). 2H 2017 Wind Turbine Price Index | Bloomberg NEF. Retirado a 13/07/2018 de <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/>.
- BNEF. Bloomberg New Energy Finance. (2018b). 2H 2017 Wind O&M Price Index | Bloomberg NEF. Retirado a 13/07/2018 de <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-om-price-index/>
- Bodie, Z., Kane, A., & Marcus, A. (1998). *Essentials of investments*. Boston, Mass.: Irwin/McGraw Hill.

- BP. (2018). *BP Energy Outlook*. Retirado a 12/04/2018 de: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2018.pdf>.
- Bradford, T. (2006). *Solar Revolution: The Economic Transformation of the Global Energy Industry*. Cambridge, Mass.: MIT.
- Brealey, R., & Myers, S. (1998). *Princípios de Finanças Empresariais, 3ª Edição*. Portugal: McGraw-Hill.
- Brundtland Report. (1987). *Our Common Future*. World Commission on Environment and Development, 43, Oxford University Press.
- Chiras, D. (2002). *The solar house: passive solar heating and cooling*. Chelsea Green Publishing Company.
- Couture, T., & Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, 38(2), 955-965. doi: 10.1016/j.enpol.2009.10.047
- de Carmoy, G. (1978). The USA faces the energy challenge. *Energy Policy*, 6(1), 36-52.
- de Vries, B., van Vuuren, D., & Hoogwijk, M. (2007). Renewable energy sources: Their global potential for the first-half of the 21st century at a global level: An integrated approach. *Energy Policy*, 35(4), 2590-2610.
- DGEG. (2018a). DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia. Retirado a 18/05/2018 de <http://www.dgeg.gov.pt/>.
- DGEG. (2018b). Renováveis - Estatísticas Rápidas. Retirado a 27/06/2018 de <http://www.dgeg.gov.pt/>.
- Dodge, D. (2006). *The illustrated history of wind power development*. Littleton, Colorado: U.S. Federal Wind Energy Program. Retirado a 13/03/2018 de: <http://www.telosnet.com/wind/.2006>.
- Dutra, R., & Tolmasquim, M. (2000). Estudo de viabilidade econômica para projetos eólicos com base no novo contexto do setor elétrico. *Revista Brasileira De Energia*, 9(1), 135-158.
- e2p. Energias Endógenas de Portugal. (2012). Parques Eólicos em Portugal. Retirado a 11/07/2018 de http://e2p.inegi.up.pt/relatorios/Portugal_Parques_Eolicos_201212.pdf
- ERSE. (2018). Portal ERSE -Construção e Desenvolvimento. Retirado a 03/05/2018 de <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/default.aspx>
- Eurostat. (2018). Eurostat - Tables, Graphs and Maps Interface (TGM) table. Retirado a 12/09/2018 de https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020_rd320&plugin=1.

- Feng, F., Li, S., Li, Y., & Xu, D. (2012). Torque Characteristics Simulation on Small Scale Combined Type Vertical Axis Wind Turbine. *Physics Procedia*, 24, 781-786. <http://dx.doi.org/10.1016/j.phpro.2012.02.116>
- Fleming, P. & Probert, S. (1984). The evolution of wind-turbines: An historical review. *Applied Energy*, 18(3), 163-177.
- Fraunhofer ISE. (2015). Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende.
- Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, C., & Vance, C. (2010). Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience. *Energy Policy*, 38(8), 4048-4056. doi: 10.1016/j.enpol.2010.03.029
- Gipe, P. (1991). Wind energy comes of age California and Denmark. *Energy Policy*, 19(8), 756-767. [http://dx.doi.org/10.1016/0301-4215\(91\)90045-p](http://dx.doi.org/10.1016/0301-4215(91)90045-p)
- GLT. Green Living Tips (2007). Retirado a 25/06/2018 de https://www.greenlivingtips.com/content_images/2007a/horizontal-axis-wind-turbine.jpg
- Gomes, V. (2011). Avaliação de Projectos de Investimento: Elaboração de um Estudo de Viabilidade Económico-Financeira (Tese de Mestrado). Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra.
- Grant Thornton. (2018). *Renewable energy discount rate survey results – 2017*. Grant Thornton and Clean Energy Pipeline. Retrieved from <http://www.cleanenergypipeline.com/Resources/CE/ResearchReports/renewable-energy-discount-rate-survey-2017.pdf>.
- Hang, Q., Jun, Z., Xiao, Y. & Junkui, C. (2008). Prospect of concentrating solar power in China—the sustainable future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(9), 2505-2514.
- Herbert, G., Iniyar, S., Sreevalsan, E., & Rajapandian, S. (2007). A review of wind energy technologies. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 11(11), 1117-1145. <http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2005.08.004>.
- Hoogwijk, M. (2004). On the global and regional potential of renewable energy sources. Utrecht: Universiteit Utrecht, Faculteit Scheikunde.
- IEA. International Energy Agency (2017a). Renewables 2017: Analysis and Forecasts to 2022. Market Report Series. Retirado de: <https://www.iea.org/Textbase/npsum/renew2017MRSsum.pdf> (17/03/2018).
- IEA. International Energy Agency. (2017b). Renewables information: Overview. Retirado de: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/RenewablesInformation2017Overview.pdf> (17/03/2018).
- IRENA. International Renewable Energy Agency (2012a). Solar Photovoltaics. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, 1. Retirado a 08/05/2018 de

https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-solar_pv.pdf.

IRENA. International Renewable Energy Agency (2012b). Wind Power. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, 1. Retirado a 08/05/2018 de https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf.

IRENA. International Renewable Energy Agency (2018), *Renewable Power Generation Costs in 2017*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Islam, M., Mekhilef, S., & Saidur, R. (2013). Progress and recent trends of wind energy technology. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 21, 456-468.

Johansson, T., McCormick, K., Neij, L., Turkenburg, W. (2004). The potentials of renewable energy: thematic background paper. Thematic paper prepared for the international conference on renewable energies, Bonn. Retirado a 24 de Março de 2018 de <http://ren21.net/Portals/0/documents/irecs/renew2004/The%20Potentials%20of%20Renewable%20Energy.pdf>.

Kaldellis, J., & Zafirakis, D. (2011). The wind energy (r)evolution: A short review of a long history. *Renewable Energy*, 36(7), 1887-1901.

Keynes, J. (2008). *The General Theory of Employment, Interest and Money*. New Delhi: Atlantic Publishers & Distributors Ltd.

Kitzing, L., Mitchell, C., & Morthorst, P. (2012). Renewable energy policies in Europe: Converging or diverging?. *Energy Policy*, 51, 192-201. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.08.064>

Kumar, Y., Ringenberg, J., Depuru, S., Devabhaktuni, V., Lee, J., & Nikolaidis, E. et al. (2015). Wind energy: Trends and enabling technologies. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 53, 209-224. doi: 10.1016/j.rser.2015.07.200

Kurokawa, K., Komoto, K., Vleuten, V. & Faiman, D. (2007). Energy from the Desert: practical proposals for very large scale photovoltaic systems. *Earthscan*.

Lambert, R., & Silva, P. (2012). The challenges of determining the employment effects of renewable energy. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 16(7), 4667-4674. doi: 10.1016/j.rser.2012.03.072

Lehr, U., Nitsch, J., Kratzat, M., Lutz, C., & Edler, D. (2008). Renewable energy and employment in Germany. *Energy Policy*, 36(1), 108-117. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.09.004>

Macedo, C., Albuquerque, A., & Morales, H. (2017). Analysis of economic and financial viability and risk evaluation of a wind project with Monte Carlo simulation. *Gestão & Produção*, 24(4), 731-744.

MAKE Consulting. (2011). *Wind Turbine Trends*, MAKE Consulting.

Marques, A. (2000). *Concepção e Análise de Projectos de Investimento*. Lisboa: Edições Sílabo.

- Martínez, E., Jiménez, E., Blanco, J., & Sanz, F. (2010). LCA sensitivity analysis of a multi-megawatt wind turbine. *Applied Energy*, 87(7), 2293-2303. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.11.025>.
- Mills, D. & Morgan, R. (2008) A solar-powered economy: How solar thermal can replace coal, gas and oil. *Renewable Energy World*.
- Morrison, M., & Sinclair, K. (2004). *Encyclopedia of Energy* (pp. 435-448). Elsevier.
- Musgrove, P. (2010). *Wind Power*. 1st ed. Cambridge: Cambridge University Press.
- NASA. (2018). Climate change causes: A blanket around the Earth. Retirado a 12/03/2018 de <https://climate.nasa.gov/causes/>
- Navigant Research (2013). A BTM wind report, world market update 2013. (<http://www.navigantresearch.com/wp-content/uploads/2014/03/WMU-14-Executive-Summary.pdf>).
- OCDE. (2009). Declaration on green growth. In: Adopted at the meeting of the Council at Ministerial level on 25 June 2009. C/MIN(2009)5/ADD1/FINAL.
- OCDE. (2012). The jobs potential of a shift towards a low-carbon economy. June 2012, Final report for the European Commission, DG Employment.
- Pasqualetti, M., Richter, R. & Gipe, P. (2004). Wind Energy, History of. *Encyclopedia of Energy*, 6, 419-433.
- Planète Énergies. (2018). The Two Types of Solar Energy, Photovoltaic and Thermal. Retirado a 24 de Março de 2018 de <https://www.planete-energies.com/en/medias/close/two-types-solar-energy-photovoltaic-and-thermal>.
- QR. Quiet Revolution (2018). Retirado a 25/06/2018 de https://www.quietrevolution.com/s/cc_images/teaserbox_22410216.jpg?t=145694853
- Rappaport. A. (1965). The discounted payback period. *Mgmt. Services* July/August: 30-36
- REN. (2018a). Dados Técnicos. Retirado a 22/06/2018 de <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/DadosTecnicos.aspx>
- REN. (2018b). SIMEE - Preços. Retirado a 19/04/2018 de <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Precos.aspx>.
- REN. (2018c). Estatística Diária - Diagrama. Retirado a 27/06/2018 de <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>.
- REN. (2018d). Informação Mensal. Retirado a 18/07/2018 de <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/InformacaoMensal.aspx>
- REN21. (2011) Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Global status report. Paris: REN21 Secretariat.

- Righter, R. (1996). Pioneering in wind energy: The California experience. *Renewable Energy*, 9(1-4), 781-784. doi: 10.1016/0960-1481(96)88399-6
- Ross, I., & Altman, A. (2011). Wind tunnel blockage corrections: Review and application to Savonius vertical-axis wind turbines. *Journal Of Wind Engineering And Industrial Aerodynamics*, 99(5), 523-538. doi: 10.1016/j.jweia.2011.02.002
- Shojai, S. (1995). *The New Global Oil Market: Understanding Energy Issues in the World Economy*. Westport London: Praeger.
- Silva, P. (1999). *Técnicas de Análise de Investimentos: do VAL às Opções Reais, Separata do Boletim de Ciências Económicas*. Coimbra: Gráfica de Coimbra.
- Smith, C. (1995). Revisiting solar power's past. *Technology Review*, 38-47.
- Snel, H. (1998). Review of the present status of rotor aerodynamics. *Wind Energy*, 1(S1), 46-69. [http://dx.doi.org/10.1002/\(sici\)1099-1824\(199804\)1:1+<46::aid-we3>3.3.co;2-0](http://dx.doi.org/10.1002/(sici)1099-1824(199804)1:1+<46::aid-we3>3.3.co;2-0)
- Soares, I., Moreira, J., Pinho, C., & Couto, J. (2012). *Decisões de Investimento - Análise Financeira de Projetos* (3rd ed.). Lisboa: Edições Sílabo, Lda.
- Solar DAO. (2018). Life and efficiency of solar power stations – Solar DAO – Medium. Retirado a 5/09/2018 de <https://medium.com/solardao/life-and-efficiency-of-solar-power-stations-9a293cc50bf9>
- Thomas, R., & Robbins, W. (1980). Large wind-turbine projects in the United States wind energy program. *Journal Of Wind Engineering And Industrial Aerodynamics*, 5(3-4), 323-335. [http://dx.doi.org/10.1016/0167-6105\(80\)90040-9](http://dx.doi.org/10.1016/0167-6105(80)90040-9)
- Thresher, R., & Dodge, D. (1998). Trends in the evolution of wind turbine generator configurations and systems. *Wind Energy*, 1(S1), 70-86. [http://dx.doi.org/10.1002/\(sici\)1099-1824\(199804\)1:1+<70::aid-we2>3.3.co;2-0](http://dx.doi.org/10.1002/(sici)1099-1824(199804)1:1+<70::aid-we2>3.3.co;2-0)
- Tietenburg, T. (2012). *Emissions Trading* (2nd ed.). Hoboken: Taylor and Francis.
- Timilsina, G., Kurdgelashvili, L. & Narbel, P. (2012). Solar energy: Markets, economics and policies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 449-465.
- Tremeac, B., & Meunier, F. (2009). Life cycle analysis of 4.5 MW and 250 W wind turbines. *Renew Sust Energy Rev*, 13, 2104-10.
- Ziegler, L., Gonzalez, E., Rubert, T., Smolka, U., & Melero, J. (2018). Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 82, 1261-1271. doi: 10.1016/j.rser.2017.09.100

FACULDADE DE ECONOMIA

